



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

**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

MATÍAS IGNACIO OSSES TAPIA

PROFESOR GUÍA:
Rodrigo Palma Behnke

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Francisco Rivera Serrano
Pablo Estévez Valencia

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
FONDECYT

SANTIAGO DE CHILE
2022

ESTUDIO DEL POTENCIAL DE COMPLEMENTARIEDAD EXISTENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE FUENTES RENOVABLES EN CHILE

Las centrales eólicas y solares fotovoltaicas (FV) al depender de las condiciones climáticas, como el viento y la radiación solar respectivamente, tienen una producción variable de energía, lo cual plantea un desafío para abastecer la demanda del sistema. La complementariedad de la energía eólica con la energía solar, ofrece beneficios potenciales para la red eléctrica, ya que, la variabilidad conjunta es menor que la variabilidad individual de cada tecnología.

El objetivo principal de este trabajo de título, es disponer de evidencia sobre la complementariedad existente en Chile entre fuentes de energía renovable no convencionales tales como solar fotovoltaica y eólica. Para lograr este objetivo, se implementan distintos indicadores y análisis. Con el cálculo del factor de planta mensual y anual del sistema, los perfiles de generación diarios y las matrices de correlación, es factible establecer el grado de complementariedad existente en un sistema específico. Asimismo, la proposición de un mix óptimo solar-eólico de potencia instalada en el sistema, con su distribución en distintas zonas o regiones del país, permite proyectar el aprovechamiento de la complementariedad identificada con el fin de abastecer la demanda del sistema.

Los datos utilizados en este estudio, son extraídos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Las bases de datos utilizadas corresponden a la generación real durante el 2020 con resolución horaria, las coordenadas geográficas de las centrales y la potencia instalada mensualmente por cada tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para el procesamiento de los datos, se utiliza el lenguaje de programación `Python` y la herramienta `Jupyter Notebook`.

De los resultados principales enunciados, en el factor de planta mensual se observa la complementariedad estacional de ambas tecnologías, en que el rendimiento de las plantas solares FV es mejor en primavera y verano, mientras que las centrales eólicas en otoño e invierno. Y el factor de planta anual es de 33.43 % y 29.83 % para el recurso eólico y solar respectivamente. Al aplicar la matriz de correlación sobre las curvas características, la correlación entre la generación conjunta y la demanda es, en promedio, 0.56, el cual es 0.11 y 0.28 puntos mayor que la correlación solar-demanda y eólica-demanda respectivamente. Por otro lado, en el mix óptimo, se obtiene una potencia instalada cercana a 21.800 MW con una participación eólica del 86 %. Este último resultado es contrario al mix eólico-solar 2020, donde la tecnología eólica tiene el 40 % de la potencia instalada. Lo anterior puede deberse a razones económicas y a las expectativas de uso de sistemas de almacenamiento y otras estrategias de flexibilidad.

En síntesis, un correcto aprovechamiento de la complementariedad de estas tecnologías, permite un mejor abastecimiento de la demanda, y en consecuencia, un menor requerimiento de otras fuentes de generación y/o almacenamiento. Sin embargo, para una cabal caracterización de la generación renovable, es preciso evaluar en un periodo de 4 años para captar la variabilidad interanual y considerar límites de generación por zona.

*La búsqueda de la verdad es más preciosa
que la verdad en sí.*

- Albert Einstein

Agradecimientos

Primero que todo quiero agradecer a mis padres Claudio Osses y Marisol Tapia por el apoyo incondicional que siempre me han dado, la comodidad para hacer mis deberes, sus consejos y mucho más. Que desde muy joven me dieron la posibilidad de conocer la facultad de ciencias físicas y matemáticas, lugar del que después de esas escuelas de verano que tanto sufrí pero también disfruté y encontré amigos hasta el día de hoy, supe donde estaba mi objetivo.

Agradecer a mi pareja, Tamara Sotelo que ha acompañado en todo este camino, por todo el amor y apoyo que siempre me ha dado, quien me dio el consuelo y tranquilidad que necesité en los momentos más difíciles y estresantes de la vida universitaria y en la vida misma. Y sobretodo agradecer porque me impulsa a ser mejor un mejor hombre y luchar por crear un bello futuro juntos.

Por los amigos que encontré en este camino, que sin duda los mejores recuerdos son del camino recorrido con ellos, desde las tardes de estudio en la biblioteca o en el kinder, las ventanas y almuerzos en el patio de 850, y sobretodo las aventuras y partidos de los viernes por la tarde. Mis amigos Diego Flores, Jorge Salvo, Matías Agüero, Juan Timaná, Vicente Ramírez y más, que juntos hemos creado un legado, un hermoso juego de cartas que aún seguimos descubriendo las posibilidades que nos puede ofrecer para deleitarnos con unas espléndidas jugadas y partidas, el *carekk*¹.

Finalmente, agradecer a mi profesor guía Rodrigo Palma por las reuniones semanales de los martes a las 7:30 que fueron de gran ayuda para sacar adelante este proyecto sobretodo al inicio de este, y por su buen sentido del humor y cercanía que estos tiempos de pandemia hacen mucha falta.

¹ *Manual de carekk - Octava Edición.*

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 antecedentes	4
2.1. Generación solar fotovoltaica	4
2.2. Generación eólica	4
2.3. Factor de planta	5
2.4. Mix energético renovable	6
2.5. Correlación de Pearson	6
2.6. Matriz de Correlación	7
2.7. K-Means clustering	7
2.8. Método del codo	8
3. Propuesta metodológica e implementación	9
3.1. Descripción general	9
3.2. Adquisición de datos	10
3.2.1. Energía generada por central SEN	10
3.2.2. Geolocalización de centrales	10
3.2.3. Potencia instalada por tecnología	10
3.3. Preprocesamiento de datos	11
3.3.1. Geolocalización de centrales	11
3.3.2. Energía generada por central SEN	11
3.3.3. Potencia instalada por tecnología	12
3.4. Procesamiento y Resultados	13
3.4.1. Generación por central SEN	13
3.4.2. Factor de Planta	13
3.4.3. Curvas de generación diaria por tecnología y estación del año.	14
3.4.4. Perfil de generación diaria	14
3.4.5. Matriz de correlación	14
3.4.6. Identificación de clusters eólicos y solares	15
3.4.7. Identificación geográfica de clusters	15
3.4.8. Mix óptimo	15
4. Caso de estudio	18

4.1.	Bases de datos	18
4.1.1.	Geolocalización de centrales	18
4.1.2.	Generación SEN	19
4.1.3.	Potencia instalada por tecnología	21
4.2.	Factor de planta	21
4.3.	Curvas de generación diaria	22
4.4.	Identificación de clusters método del codo	25
4.5.	Clustering	26
4.6.	Matriz de Correlación	28
4.7.	Identificación geográfica de clusters eólicos y solares	32
4.8.	Mix óptimo	34
5.	Conclusiones y trabajo futuro	40
	Bibliografía	42

Índice de Tablas

2.1.	Ejemplo matriz de correlación	7
4.1.	Correlación promedio entre las curvas características.	32

Índice de Ilustraciones

2.1.	Generación solar promedio en regiones con distinta irradiación con resolución horaria y mensual. [3]	4
2.2.	Evolución del tamaño de aerogeneradores y su potencia nominal, fuente: Internacional Energy Agency (IEA).	5
2.3.	Curva característica de un generador de 1500 kW	5
3.1.	Diagrama de flujo metodología.	9
3.2.	Ejemplo información extraída de potencia instalada mensual. fuente: <i>Reporte Mensual ERNC, CNE</i> .	12
4.1.	Geolocalización de centrales eólicas y solares registradas hasta septiembre 2021.	18
4.2.	Geolocalización de centrales eólicas y solares conectadas al Sistema Eléctrico Nacional.	19
4.3.	Base de datos generación horaria por central, fuente: Coordinador.	20
4.4.	Generación diaria ERNC y demanda SEN durante el 2020.	20
4.5.	Potencia instalada mensual de tecnología solar fotovoltaica y eólica en el SEN durante el 2020.	21
4.6.	Factor de planta mensual SEN.	22
4.7.	Generación solar diaria por trimestres.	23
4.8.	Generación eólica diaria por trimestres.	23
4.9.	Generación solar y eólica diaria por trimestres.	24
4.10.	Demanda diaria por trimestres.	25
4.11.	Identificación de cantidad de clusters para la generación solar en cada trimestre. Para el resto de las curvas el proceso es análogo.	25
4.12.	Centroides de los clusters identificados en la generación solar.	26
4.13.	Centroides de los clusters identificados en la generación eólica.	26
4.14.	Centroides de los clusters identificados en la generación solar y eólica.	27
4.15.	Centroides de los clusters identificados en la demanda.	28
4.16.	Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de enero, febrero y marzo.	29
4.17.	Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.	30
4.18.	Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de abril, mayo y junio.	31
4.19.	Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de julio, agosto y septiembre.	31
4.20.	Método del codo para identificar el número de clusters para las centrales eólicas y solares	33
4.21.	Geolocalización de clusters eólicos y solares	34
4.22.	Radiación y velocidad del viento características de Chile.	35

4.23.	Agrupación de centrales por zona geográfica	36
4.24.	Potencia instalada por territorio designado 2020	36
4.25.	Potencia instalada óptima por territorio mediante criterio MSE	37
4.26.	Potencia instalada óptima por territorio mediante criterio STD	37
4.27.	Curva de duración de generación neta criterio MSE	38
4.28.	Curva de duración de generación neta criterio STD	38
4.29.	Curva de duración de carga neta sin optimizar	39

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación y Contexto

La generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, tales como plantas solares fotovoltaicas (PV) y eólicas, han tenido un gran aumento los últimos años debido al avance de la tecnología, su baja en los costos de producción y además de ser esenciales para lograr la meta de descarbonización y reducir los problemas que conlleva la emisión de gases de efecto invernadero. Sin embargo, estas tecnologías tienen el gran problema de su variabilidad, en que la generación eléctrica depende de las condiciones ambientales y la potencia suministrada debe coincidir con la potencia demanda para mantener la estabilidad del sistema. A medida que aumenta la cantidad de centrales de energía renovable, tanto solares como eólicas, surge el fenómeno de complementariedad entre estas tecnologías, el cual se caracteriza y mide por medio de distintos indicadores como los perfiles de generación diaria, el factor de planta, correlación de Pearson, entre otros.

Estudios indican que la penetración de energías renovables aumenta en la red al combinar ambas tecnologías comparado con cada tecnología por separado en sistemas sin necesidad de almacenamiento. Aunque a medida que aumenta la potencia instalada, la capacidad de complementariedad para aumentar la penetración de la red alcanza sus límites debido al reducido match con la demanda y aumento en los excesos de generación [1, 2]. Sin embargo, una distribución de estas tecnologías a lo largo del territorio, considerando la complementariedad que estas tienen, permite que los requerimientos de almacenamiento energético sean menores.

Las curvas de producción de la energía solar de distintas plantas de esta tecnología tienen un mayor sincronismo, es decir tienen un comportamiento similar, dado que puede realizarse sólo durante el día y depende del ángulo con que el sol irradia los paneles solares. Por otro lado, la energía eólica tiene curvas de generación más disímiles, las cuales pueden tener mayor o menor complementariedad entre sí. También se da el fenómeno estacional, en el verano se tiene mayor producción solar que en invierno, y contrariamente, en invierno hay menor producción eólica que en verano.

La literatura hasta la fecha con respecto a estudios sobre la complementariedad solar-eólica se basan en datos meteorológicos y el potencial de generación que tiene cada zona geográfica, en este estudio se utiliza la información a partir de la producción real que tienen distintas centrales de generación renovable en operación del país, específicamente, en el Sis-

tema Eléctrico Nacional (SEN). Por otro lado, esta información puede ser de gran utilidad al momento de planificar la expansión del sistema y como puede impactar a la red según los perfiles de generación y demanda.

Como guía de ruta de este estudio, para que cobre más sentido el por qué es importante realizar, es el poder responder una serie de preguntas, dentro de ellas se encuentran: ¿Cómo está de correlacionada temporalmente la generación de centrales solares y eólicas con la demanda en el sistema? ¿Cómo se relaciona la generación entre centrales a través de las distintas zonas geográficas? ¿Cuántas potencia instalada de cada tecnología se debe distribuir en el territorio para un óptimo aprovechamiento de su complementariedad?

1.2. Objetivos

1.2.1. General

Disponer de evidencia sobre la complementariedad existente en Chile entre fuentes de energía renovable no convencionales tales como solar fotovoltaica y eólica.

1.2.2. Específicos

- Definir una metodología adecuada para el estudio de la complementariedad logrando una correcta interpretación de los distintos indicadores.
- Disponer de una base adecuada y actualizada base de datos de generación eólica y solar.
- Establecer correlaciones espacio-temporales entre distintas centrales de generación según distintas tecnologías.
- Proponer un mix energético, que aproveche la complementariedad entre estas tecnologías, para un abastecimiento óptimo de la demanda.

1.3. Alcances

Los alcances definidos para este trabajo de título son los siguientes:

- Implementar mediante el lenguaje de programación Python, las herramientas que permitan calcular y/o obtener los resultados esperados, de modo que se pueda generalizar el estudio al adquirir nueva información en el futuro.
- Cálculo del factor de planta mensual y anual a nivel sistémico durante el 2020 en la tecnología eólica y solar.
- Caracterización de las curvas de generación diaria de cada tecnología en distintas épocas del año.
- Identificación de las curvas típicas de generación mediante algoritmos de *clustering* y contrastar su comportamiento con respecto a la demanda diaria en base a gráficas y matrices de correlación.

- Identificación geográfica de las distintas centrales que pertenecen al mismo cluster o clase según su curva de generación.
- Agrupación de las centrales con la misma tecnología que pertenezcan a una determinada zona geográfica con características ambientales (radiación y viento) similares y determinar el mix óptimo de potencia instalada de cada tecnología, en cada zona, de modo que minimice la diferencia entre la demanda y generación eléctrica con fuentes de energía renovable.

Capítulo 2

Marco teórico y antecedentes

2.1. Generación solar fotovoltaica

Los paneles o módulos fotovoltaicos son aquellos que convierten la radiación solar en energía eléctrica. Cada uno de estos paneles está compuesto por varias celdas fotovoltaicas. Una celda fotovoltaica está compuesta, principalmente, por materiales semiconductores como el silicio cristalino, el cual absorbe la luz solar y produce energía eléctrica a través de un proceso llamado el efecto fotoeléctrico. La cantidad de energía generada por el panel depende de la irradiancia que recibe la celda fotovoltaica y su curva de generación. En la figura 2.1 se puede apreciar la generación promedio de parques solares en lugares con distintos niveles de radiación.

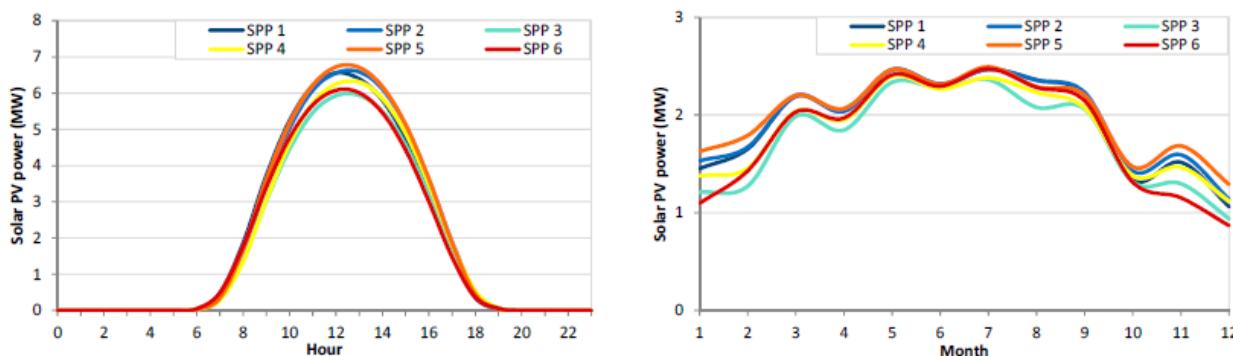


Figura 2.1: Generación solar promedio en regiones con distinta irradianción con resolución horaria y mensual. [3]

2.2. Generación eólica

La generación eléctrica mediante turbinas eólicas, consiste en utilizar la velocidad del viento para hacer girar las aspas y rotor del aerogenerador, en donde la potencia de este es directamente proporcional con el radio de las aspas, o más bien, al diámetro resultante en torno al rotor. En la figura 2.2 se puede apreciar el avance de esta tecnología y la potencia nominal que alcanza. La potencia que entrega un generador eólico, depende de cada modelo según su curva de potencia velocidad. En la figura 2.3 se puede apreciar una curva característica de un generador de 1500 kW donde se denota que la cota mínima (*cut-in*) y máxima

(*cut-off*) de operación del generador es de 3 m/s y 25 m/s respectivamente. Dentro de este rango existen dos zonas, una en que la potencia crece linealmente con la velocidad hasta que se satura, en este caso en 13 m/s, hasta entregar su potencia nominal.

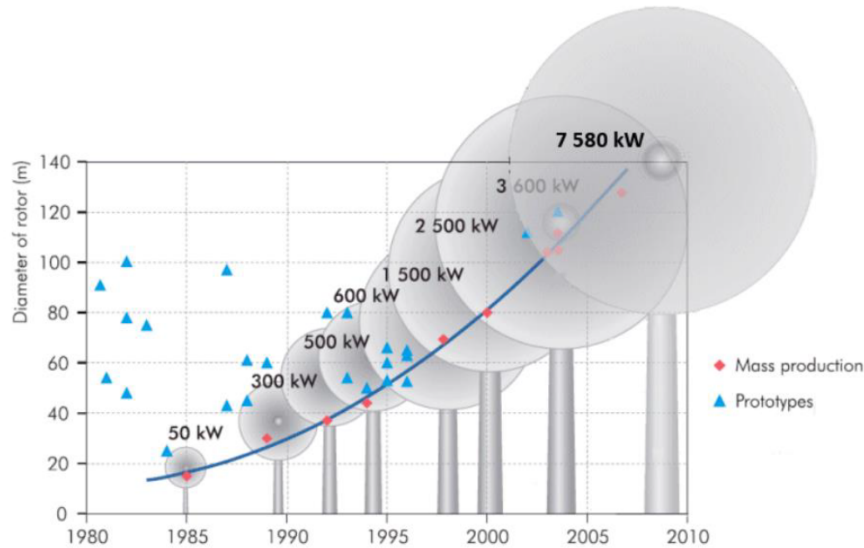


Figura 2.2: Evolución del tamaño de aerogeneradores y su potencia nominal, fuente: Internacional Energy Agency (IEA).

Cuando la velocidad del viento es mayor a la velocidad máxima permitida, el generador se puede volver a poner en marcha cuando la velocidad disminuya, en este caso a 22 m/s debido a la histéresis.

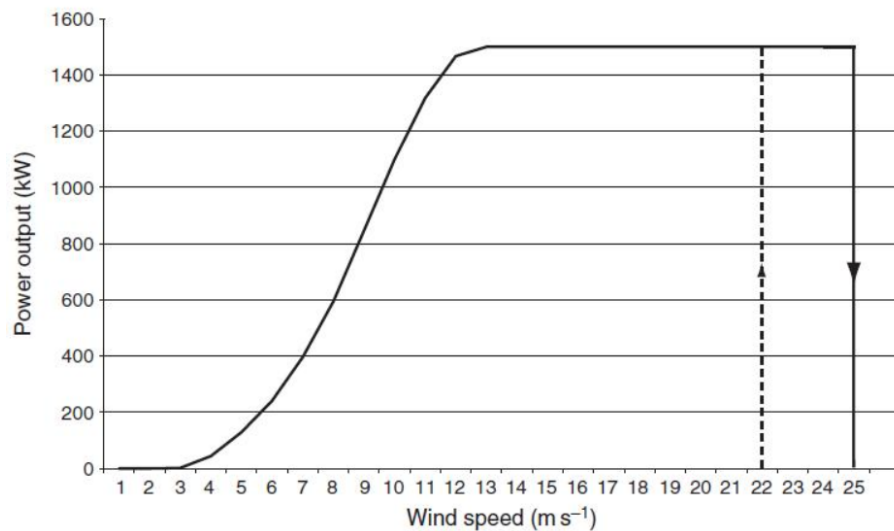


Figura 2.3: Curva característica de un generador de 1500 kW

2.3. Factor de planta

El factor de planta es un indicador que permite identificar el rendimiento que tuvo la central durante un cierto periodo de tiempo con respecto a que hubiese operado a su potencia

nominal todo ese tiempo. Sea $E_s^n(t)$ y $E_w^n(t)$ que denotan el factor de planta de una central fotovoltaica y eólica respectivamente, en la ubicación n , en un periodo de tiempo t . Entonces el factor de planta se determina como:

$$E_s^n(t) = \frac{P_s^n(t)}{P_{st}} \quad (2.1)$$

Donde $P_s(t)$ corresponde a la potencia que está operando la central en la ubicación n en un periodo t , y P_{st} la potencia máxima de la central fotovoltaica. Además, la potencia generada en un instante t se determina como:

$$P_s(t) = \eta_s AG(t) \quad (2.2)$$

Donde η_s corresponde a la eficiencia del panel, A el área que abarca y $G(t)$ la irradiancia en el instante t . El factor de planta de la planta eólica es análogo, salvo que $P_w(t)$, la potencia eólica en el instante t , se determina como:

$$P_w(t) = \begin{cases} P_{wr} \frac{v(t)-v_c}{v_r-v_c} & , v_c \leq v(t) \leq v_r \\ P_{wr} & , v_r \leq v(t) \leq v_{co} \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases} \quad (2.3)$$

Donde P_{wr} es la potencia generada a velocidad nominal, v_c es la velocidad cut-in, v_r la velocidad nominal y v_{co} la velocidad cut-off.

2.4. Mix energético renovable

Un mix energético renovable corresponde a la potencia instalada de distintas fuentes de generación renovable, el cual en este caso de estudio, está enfocado solo a generación solar y eólica, por lo que la potencia generada en un instante t en la ubicación n de este mix $P_m^n(t)$ se puede describir como la ecuación 2.4.

$$P_m^n(t) = \alpha^n P_s(t) + (1 - \alpha^n) P_w(t) \quad (2.4)$$

Donde α^n corresponde al porcentaje en que se dividen la potencia instalada de energía solar y eólica en la ubicación n de este mix. Cabe destacar que α^n es una variable de decisión que será de importancia a determinar como resultado de este estudio. El rango en que se encuentra esta variable es $0 \leq \alpha^n \leq 1$, donde en los casos extremos 0 indica que en la ubicación n estará compuesta sólo por energía eólica y 1 indica sólo energía solar.

2.5. Correlación de Pearson

La correlación de Pearson es uno de los estadísticos más utilizados para medir el comportamiento que tienen dos variables aleatorias entre sí. El estadístico está acotado a valores entre $[-1, 1]$, el cual indica el grado de complementariedad que tienen ambas variables. El coeficiente toma un valor 0 cuando no existe relación entre estas variables, 1 sincronismo y -1 indica complementariedad [2]. El estadístico se determina con la ecuación 2.5.

$$\gamma = \frac{\sigma_{X,Y}}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (2.5)$$

Donde $\sigma_{X,Y}$ es la covarianza entre las variables aleatorias X e Y , σ_X y σ_Y corresponde a la desviación estándar de X e Y respectivamente.

$$\sigma_X = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2} \quad (2.6)$$

$$\sigma_{X,Y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y) \quad (2.7)$$

2.6. Matriz de Correlación

Una matriz de correlación es una matriz simétrica, que muestra los coeficientes de correlación entre un conjunto de variables aleatorias. En la tabla 2.1 se puede ver un ejemplo de esto, en que lógicamente se tienen 1 en la diagonal principal y se pueden utilizar distintos coeficientes de correlación como Pearson, Spearman, entre otros.

Esta matriz permite observar fácilmente la interacción entre las distintas variables, y cuales tienen mayor sincronismo o complementariedad entre sí.

Tabla 2.1: Ejemplo matriz de correlación

	var 1	var 2	var 3
var 1	1	0.2	0.8
var 2	0.2	1	-0.5
var 3	0.8	-0.5	1

2.7. K-Means clustering

K-means clustering es uno de los algoritmos no supervisados más simples y populares de inteligencia computacional. El algoritmo busca para cantidad k de clusters o clases en el conjunto de datos, donde el centroide de cada cluster comienza aleatoriamente. Es algoritmo que depende de su punto de partida, por lo que el resultado final puede variar y ser sólo un óptimo local. [4]

El algoritmo se conforma por los siguientes pasos:

1. Determinar el número de clusters y el máximo de iteraciones.

2. Calcular el centroide de cada cluster según la ecuación 2.8:

$$C_i = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M x_j \quad (2.8)$$

Donde x_j corresponde a una muestra que pertenece al cluster i

3. Asociar cada muestra al cluster cuyo centroide sea el más cercano según la norma euclidiana. La norma euclidiana se representa en la ecuación 2.9:

$$d(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2} \quad (2.9)$$

4. Recalcular el centroide del nuevo agrupamiento formado en cada cluster.

5. Si hay un cambio en el centroide de algún cluster o no se ha alcanzado el máximo de iteraciones, volver al paso 3. Si no, entregar el resultado del clustering.

2.8. Método del codo

Para comprender el método del codo, primero se debe conocer el concepto de inercia. La inercia en una partición se calcula como la suma de la distancia euclidiana de cada punto a su respectivo cluster (ecuación 2.10).

$$SSE = \sum_{k=1}^K \sum_{x \in S_k} \|x - C_k\|^2 \quad (2.10)$$

Donde K es el número de clusters escogidos, C_k el cluster k -ésimo y S_k el conjunto de muestras que pertenecen al cluster k .

El método del codo es una técnica analítica que se utiliza para determinar la cantidad de clusters que debería tener un dataset. Este método evalúa el porcentaje variación de la inercia de la partición con distinta cantidad de clusters [4], es decir, se basa en la idea que se debería escoger la cantidad de clusters tal que al agregar otro cluster, la disminución de la inercia no es tan significativa con respecto al caso anterior. Es decir, se escoge el punto que forma una especie de codo en la gráfica de inercia vs cantidad de clusters.

Capítulo 3

Propuesta metodológica e implementación

3.1. Descripción general

En este capítulo se detalla la metodología realizada para llevar a cabo este trabajo de título, como se puede ver en la figura 3.1 los cuadros de color verde corresponden a procesos y los de color café a resultados. La metodología se divide, principalmente, en tres etapas que se describen a continuación.

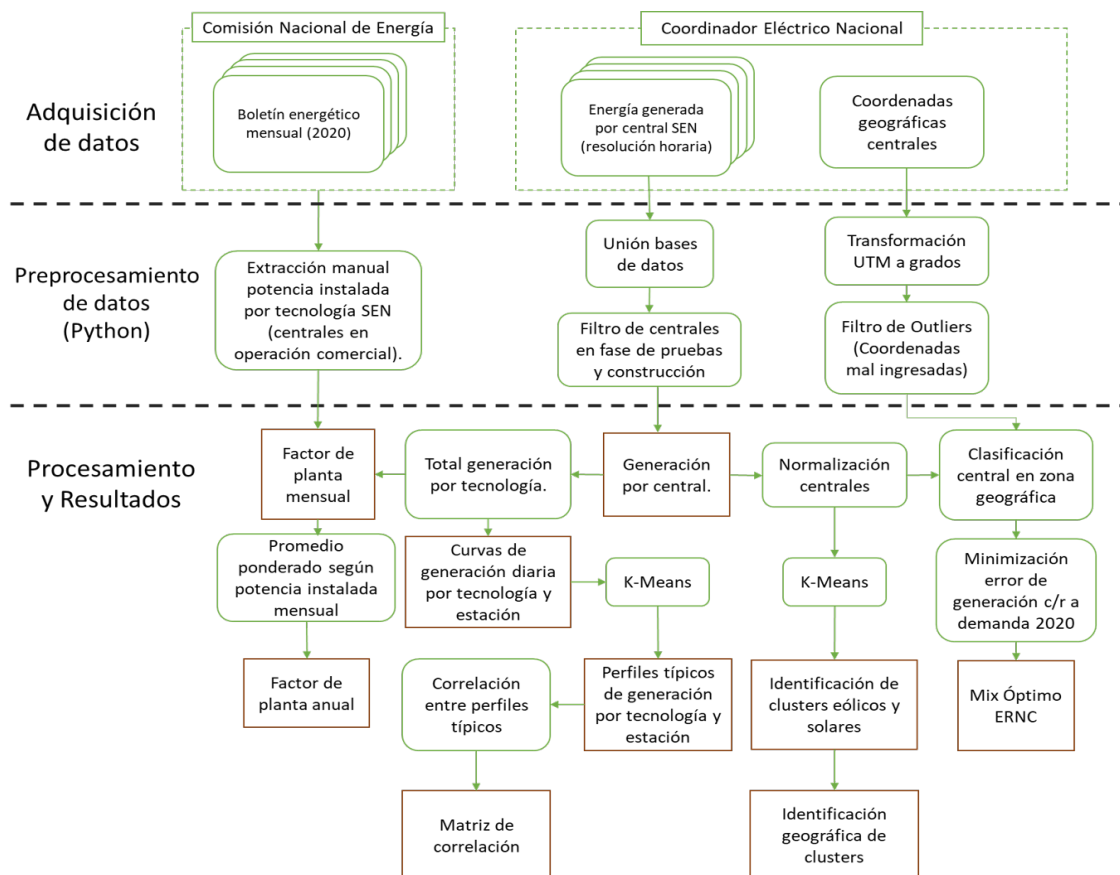


Figura 3.1: Diagrama de flujo metodológica.

La primera, consiste en la adquisición de datos, donde se utilizaron bases de datos del CEN y de la CNE. Luego está el preprocesamiento de los datos donde se trabajan las bases de datos y se filtran outliers para, posteriormente, realizar los cálculos y procesos para obtener los resultados que permiten caracterizar el comportamiento de la generación actual de energía eólica y solar y la demanda en el SEN y encontrar su correlación a nivel espacio-temporal.

Las herramientas utilizadas para el preprocesamiento y procesamiento de datos son principalmente Python, en su entorno de jupyter notebok, y excel para transformar las coordenadas geográficas de las centrales de UTM (Universal Transverse Mercator) a grados.

3.2. Adquisición de datos

En esta sección se describen las tres bases de datos utilizadas para el desarrollo de este trabajo de título, donde cada una se compone de la siguiente manera:

3.2.1. Energía generada por central SEN

Esta base de datos es uno de los pilares para la obtención de todos los resultados expuestos en la figura 3.1, de la cual es clave obtener cuánto es la generación de cada planta perteneciente al SEN, con una resolución temporal entre cada muestra de al menos 1 hora, para así poder caracterizar el comportamiento durante el día de cada tecnología durante el periodo que se desea observar. Para el caso de este trabajo de título, la generación eléctrica durante el año 2020 de cada central del Sistema Eléctrico Nacional, la cual se puede obtener directamente desde la página web del Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2.2. Geolocalización de centrales

Esta base de datos consiste en la ubicación geográfica de las centrales consideradas en estudio de complementariedad de generación eléctrica mediante fuentes eólicas y solar fotovoltaica. Y se puede obtener directamente de la página web del Coordinador.

La utilidad para estos datos para el trabajo realizado, es para una vez identificados los clusters o agrupamiento de las centrales según su similitud en sus curvas de generación diaria, poder identificar, geográficamente dónde se encuentran estos clusters y encontrar zonas de Chile con comportamiento similar de generación que no necesariamente estén cercanas entre sí.

3.2.3. Potencia instalada por tecnología

Esta base de datos consiste en la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional en cada mes del año según las distintas tecnologías, donde las tecnologías de nuestro interés son la eólica y solar fotovoltaica. Esta información se puede hallar en el reporte mensual ERNC disponibles en la página web de la CNE.

Esta información es necesaria para poder identificar cuántos MW están en fase de operación, fase de prueba y construcción, ya que, los datos de la energía generada en el SEN no se realiza esta distinción. Al usar ambos recursos se puede calcular el factor de planta mensual y anual durante el año 2020, a nivel sistémico para las tecnologías ERNC.

3.3. Preprocesamiento de datos

El preprocesamiento de datos es una etapa fundamental en el proceso de extracción de conocimiento, cuyo objetivo principal es obtener un conjunto de datos final que sea de calidad y útil para la fase de extracción de conocimiento.

Las bases de datos, usualmente, están conformadas por datos que no tienen relevancia para el estudio en cuestión y/o se encuentran errores en los datos como: mal inserción de valores, ya sea, error de tipeo, valor fuera de rango, entre otros.

A continuación se explicarán los preprocesamientos requeridos por cada base de datos utilizada.

3.3.1. Geolocalización de centrales

Para esta base de datos se realizan dos actividades de preprocesamiento para entregar datos que sean fácilmente visualizables y correctos. Estos procesos son:

1. Transformación coordenadas UTM a grados (WGS 84).
2. Filtro de *outliers*.

Para el primer proceso, se utiliza un documento Excel programado especialmente para realizar la conversión, donde los *inputs* o variables de entrada para la transformación de las coordenadas son 4:

- Coordenada Este
- Coordenada Norte
- Hemisferio
- Huso

Donde el hemisferio, claramente, es el hemisferio sur, y los husos donde está Chile corresponden al 18 y 19. Este dato es dado en la base de datos junto con las coordenadas Este y Norte. La salida de este conversor es la latitud y longitud correspondiente.

En segundo lugar, está el filtrado de outliers, donde se eliminan las centrales que estén fuera de los límites geográficos que abarca el SEN. Estos límites a groso modo son:

- Latitud: [-18.24, -43.14]
- Longitud: [-74.21, -67.54]

3.3.2. Energía generada por central SEN

Esta base de datos se descarga mes a mes en la página web del [CEN](#) por lo que el primer proceso constituye en unir cada archivo en una sola base de datos consolidada del año.

Luego, corresponde trabajar los datos adquiridos, en donde existen centrales que se repiten y, también, están consideradas las que están en fase de prueba y construcción. Para estas últimas, la base de datos tiene una notación específica de las muestras que no estaban conectadas al sistema u operando en determinado momento. Esta notación corresponde a un NaN (*Non assigned Value*). Por lo que el criterio para detectar si una central estaba en fase de pruebas o construcción, es si un 80 % o más de los datos del mes son NaN, entonces se descarta su contribución para ese mes. Este criterio, dada la composición de la base de datos, también es suficiente para eliminar las centrales duplicadas existentes.

3.3.3. Potencia instalada por tecnología

De la información sobre la potencia instalada de cada tecnología, disponible en el reporte mensual ERNC de la CNE, se necesita hacer una extracción manual de esta información. En la figura 3.2 se tiene una tabla resumen de la potencia instalada hasta la fecha, donde se clasifica en: centrales en operación comercial, en fase de pruebas, en construcción a nivel nacional.

Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	501	9	171	1.076	15
Eólica	1.798	345	1.711	10.620	3.592
Geotermia	40	0	33	155	0
Mini Hidro (4)	519	37	102	779	8
Solar - PV	2.817	177	3.063	18.194	11.016
Solar - CSP	0	0	0	2.032	0
Total	5.675	568	5.079	32.856	14.631

Figura 3.2: Ejemplo información extraída de potencia instalada mensual.
fuente: *Reporte Mensual ERNC, CNE*.

Existen 3 sistemas de transmisión en Chile: el SEN que compone prácticamente el 99 % de generación ERNC; y los otros 2 sistemas son el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) que tienen un aporte en energía eólica. Este aporte se descuenta de la tecnología en operación indicada en la figura 3.2 según los MW que tienen instalados estos últimos dos sistemas.

3.4. Procesamiento y Resultados

Los resultados esperados y su proceso de obtención se explican a continuación.

3.4.1. Generación por central SEN

Este resultado es la base de datos obtenida del preprocesamiento de la energía generada mensual por cada central; contiene la energía generada de las plantas que están en operación comercial de cada mes con periodo de tiempo entre cada muestra de una hora. Como se ve en la figura 3.1 es el resultado base del que se desprenden todos los resultados finales.

3.4.2. Factor de Planta

Este resultado abarca el factor de planta mensual y factor de planta anual por tecnología de generación (solar fotovoltaica y eólica) a nivel sistémico. El primer resultado se obtiene mediante el siguiente procedimiento:

1. Separar las centrales solares y eólicas de la base de datos "Generación por central SEN".
2. Sumar la energía de cada planta en cada mes, para así obtener la energía generada mensual por tecnología.
3. Calcular el factor de planta mediante la ecuación 3.1, utilizando el resultado anterior y la potencia instalada mensual recopilada.

$$FP_m = \frac{E_m}{P_m \cdot h_m} \quad (3.1)$$

Donde FP_m : factor de planta del mes m ; E_m : energía generada en el mes m ;
 P_m : potencia instalada en el mes m ; h_m : las horas del mes m

El cálculo de factor de planta anual por tecnología a nivel sistémico, no se puede realizar directamente con la ecuación 3.1, debido a que la potencia instalada varía en el transcurso del año debido a que las centrales que comienzan a operar en el sistema aumentan. La expresión correcta para obtener el factor de planta anual se describe en la ecuación 3.2.

$$FP_a = \frac{E_a}{\sum_{m=1}^{12} P_m \cdot h_m} \quad (3.2)$$

Donde FP_a corresponde al factor de planta anual y E_a la energía generada en el año. Notar que $E_a = \sum_{i=1}^{12} E_m$ y al despejar la energía de la ecuación 3.1 y reemplazándola en la ecuación 3.2, se puede calcular el factor de planta anual como indica la ecuación 3.3, que sería el promedio ponderado del factor de planta mensual según la potencia instalada cada mes.

$$FP_a = \frac{\sum_{m=1}^{12} FP_m \cdot P_m}{\sum_{m=1}^{12} P_m} \quad (3.3)$$

3.4.3. Curvas de generación diaria por tecnología y estación del año.

Las curvas de generación diaria corresponden a la energía total generada en el sistema durante cada día. Como las energías renovables dependen del clima, tienen distinto comportamiento según la estación del año, por ejemplo, la radiación en invierno es mucho menor que en verano. Es por esto, que se separa la información en periodos de 3 meses (enero-febrero-marzo; abril-mayo-junio; julio-agosto-septiembre; octubre-noviembre-diciembre) para que al momento de hacer *clustering* de los datos, se pueda capturar de mejor manera cómo afecta la estacionalidad a las curvas características de cada cluster.

3.4.4. Perfil de generación diaria

El perfil de generación diaria se refiere a las curvas características de generación a nivel sistémico, clasificando la información según tecnología y estación del año. Para esto se realiza el siguiente procedimiento:

1. Obtener cada curva de generación diaria por tecnología y estación.
2. Aplicar el método del codo a cada grupo.
3. Clasificar grupos mediante K-Means.
4. Identificar los centroides de cada cluster.

El primer paso se explica en la sección 3.4.3. Luego, el método del codo sirve para determinar la cantidad de clusters que debería tener una muestra de datos, probando desde 2 a 15 clusters y se considera el número tal que reduce en gran proporción la distancia de las muestras a cada centroide, pero que al agregar otro cluster esta reducción no es significativa. En tercer lugar, se hace el *clustering* con la cantidad de clusters encontradas en el paso anterior y, finalmente, se procede a identificar cuáles son los centroides de cada cluster que en otras palabras, son las curvas características de generación.

3.4.5. Matriz de correlación

La matriz de correlación sirve para observar el comportamiento entre dos pares de variables. En nuestro caso de interés, observar el comportamiento entre la generación diaria solar/eólica con la demanda diaria.

Como se tienen 365 curvas por cada tecnología y demanda, es impracticable realizar el análisis entre todas estas variables, por lo que una vez obtenidas las curvas características de cada variable, se reducen 4-6 curvas por cada una. Y así, comparar el comportamiento entre curvas de generación y demandas típicas del sistema. Para esto se realiza el siguiente procedimiento:

1. Obtener las curvas típicas de generación y demanda (ver sección 3.4.4).
2. Separar las curvas típicas en bloques horarios.
3. Calcular la correlación de Pearson entre cada curva típica.

3.4.6. Identificación de clusters eólicos y solares

La identificación de clusters eólicos y solares consiste en ejecutar el algoritmo de *clustering* (K-Means) al resultado descrito en la sección 3.4.1, donde se tiene la generación horaria de cada central. Sin embargo, las centrales tienen distinta potencia instalada, por lo que para evitar que se formen los clusters por la magnitud de generación en vez del perfil, es necesario normalizar los datos según su potencia instalada.

Por simplicidad y como buena aproximación se utilizará el máximo generado por cada central como su potencia instalada. Como resultado del clustering se obtienen los nombres de las centrales que pertenecen a cada uno.

3.4.7. Identificación geográfica de clusters

A partir de los resultados obtenidos de la sección 3.4.6, teniendo ya identificados los clusters y las centrales que componen cada uno, se procede a buscar las coordenadas geográficas de cada central asignada a un cluster en la base de datos de coordenadas geográficas ya preprocesada para obtener su latitud y longitud. Y así, obtener una visión geográfica de dónde se encuentran las centrales pertenecientes a cada cluster, donde el objetivo es, además de las centrales que están cercanas geográficamente, poder encontrar relaciones entre aquellas que están en el norte y sur del país, o bien más hacia la costa y cordillera y sus combinaciones.

3.4.8. Mix óptimo

El mix óptimo de generación solar fotovoltaica y eólica, es aquel conjunto de centrales cuya generación tenga un menor error con respecto a la demanda. Para esto se realiza el siguiente procedimiento:

1. Obtener la generación por hora de cada central
2. Agrupar cada central en una delimitada área geográfica
3. Totalizar la generación horaria y normalizar con respecto a la potencia instalada resultante en cada región.
4. Resolver el problema de optimización.

Los primeros 2 pasos se pueden realizar, fácilmente, a partir de las dos bases de datos extraídas del CEN, mientras que el criterio para seleccionar cada región, en este caso, corresponden a aquellas zonas con radiación y velocidad de viento similar para las tecnologías solar y eólica, respectivamente.

Cabe destacar que la demanda y tecnologías de generación renovables, están en distintos niveles de magnitud, y para encontrar el mix óptimo, se normaliza la generación de cada hora del año en base a la potencia instalada resultante que tenga cada zona geográfica del paso 2. Para así plantear el problema de optimización donde las variables a manipular corresponden a la potencia instalada de centrales eólicas y solares en su zona respectiva.

Para el último paso, se plantea un despacho uninodal de carga sin pérdidas, es decir, no se consideran las restricciones de transmisión como capacidad, pérdidas o congestión de las

líneas del sistema. Y lo que importa es que la generación sea lo más similar a la demanda. Para esto, se prueba con las funciones objetivo descritas en la ecuación 3.4 y 3.6 para analizar el problema de optimización de distinta perspectiva. Cabe destacar que no se consideran costos económicos como: la inversión de cierta tecnología en cada región por MW, costos por subabastecer o sobreabastecer la demanda, entre otros.

$$\min MSE(F) \quad (3.4)$$

$$MSE(F) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N F^2(t, P_e, P_s)} \quad (3.5)$$

$$\min STD(F) \quad (3.6)$$

$$STD(F) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (F(t, P_e, P_s) - \bar{F})^2} \quad (3.7)$$

Donde $F(t, P_e, P_s) = D(t) - G(t, P_e, P_s)$ es la carga neta del sistema en la hora t , es decir, la demanda menos la generación. La primera función objetivo busca minimizar el error entre la demanda y generación, mientras que en el segundo caso es minimizar la variabilidad de la carga neta. La generación en el instante t se describe en la ecuación 3.8 donde $g_{e_i}(t)$ y $g_{s_i}(t)$, corresponden a la generación normalizada en la región i en el instante t eólica y solar respectivamente, P_{e_i} la potencia instalada eólica en la región i y P_{s_j} es análogo para la tecnología solar.

$$G(t) = \sum_{i \in E} g_{e_i}(t) \cdot P_{e_i} + \sum_{j \in S} g_{s_j}(t) \cdot P_{s_j} \quad (3.8)$$

Las restricciones del problema que definen las ecuaciones 3.9 y 3.10 corresponde a la potencia instalada en cada región debe ser mayor o igual a la instalada actualmente en cada región. Cabe destacar que no todas las regiones que abarca el SEN tienen centrales eólicas o solares instaladas. Mientras que la ecuación 3.11 es una restricción con respecto a la suficiencia de generación, es decir, que el total de generación durante el año sea, al menos, igual al total de demanda.

$$P_{e_i} \geq P_{min_i}, \forall i \in E \quad (3.9)$$

$$P_{s_j} \geq P_{min_j}, \forall j \in S \quad (3.10)$$

$$\sum_{t=1}^{8760} G(t) - D(t) \geq 0 \quad (3.11)$$

Cabe destacar que al utilizar datos reales de operación del sistema el nivel de correlación temporal y espacial están involucrados implícitamente en el problema, por otro lado, si

se utilizaran datos sintéticos, se debe introducir la matriz de correlación, calculada según la sección 3.4.5, para que el resultado del mix óptimo guarde relación con la realidad del sistema.

A continuación se presenta el caso de estudio con los análisis y resultados obtenidos.

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1. Bases de datos

4.1.1. Geolocalización de centrales

Esta base de datos nos permite identificar donde se encuentran geográficamente la distintas centrales que están conectadas al SEN. En la figura 4.1 se aprecia la información que aporta esta base de datos y contiene un total de 326 centrales eólicas y solares hasta septiembre 2021, donde 43 de ellas son eólicas y 283 fotovoltaicas.

Unnamed: 0	nombre	Este	Norte	Tipo Tecnología	zona o huso
0	PE CANELA II	252455.999594	6.532721e+06	Eólica	19J
1	PE MONTE REDONDO	246429.999548	6.558791e+06	Eólica	19J
2	PE TOTORAL	251545.999582	6.531368e+06	Eólica	19J
3	PE PUNTA COLORADA	300187.601096	6.749678e+06	Eólica	19J
4	PE CANELA	252276.000098	6.535519e+06	Eólica	19J
...
321	PMGD PFV BERRUECO	755305.000000	5.938214e+06	Fotovoltaica	18H
322	PMGD PFV SDSI	738027.000000	5.842130e+06	Fotovoltaica	18H
323	PMGD PFV ORION SOLAR	765628.000000	5.945935e+06	Fotovoltaica	18 H
324	PMGD PFV HUAPE	745793.000000	5.945131e+06	Fotovoltaica	18 H
325	PMGD PFV MOYA	735300.000000	5.894417e+06	Fotovoltaica	18 H

Figura 4.1: Geolocalización de centrales eólicas y solares registradas hasta septiembre 2021.

Para una mejor visualización de la ubicación de las centrales, se transforma el sistema de coordenadas original (UTM) a WGS84, es decir, latitud y longitud. En la figura 4.2 se puede apreciar la distribución que tiene cada tecnología a lo largo del país. Las centrales fotovoltaicas comienzan desde Arica hasta Los Ángeles, aproximadamente, con una gran concentración en la zona central, entre Santiago y Valparaíso. Las centrales eólicas se encuentran tran desde Calama hasta Chiloé (Castro) y se pueden identificar 2 grandes concentraciones de parques, entre La Serena y Valparaíso y entre Los Ángeles y Lebu.

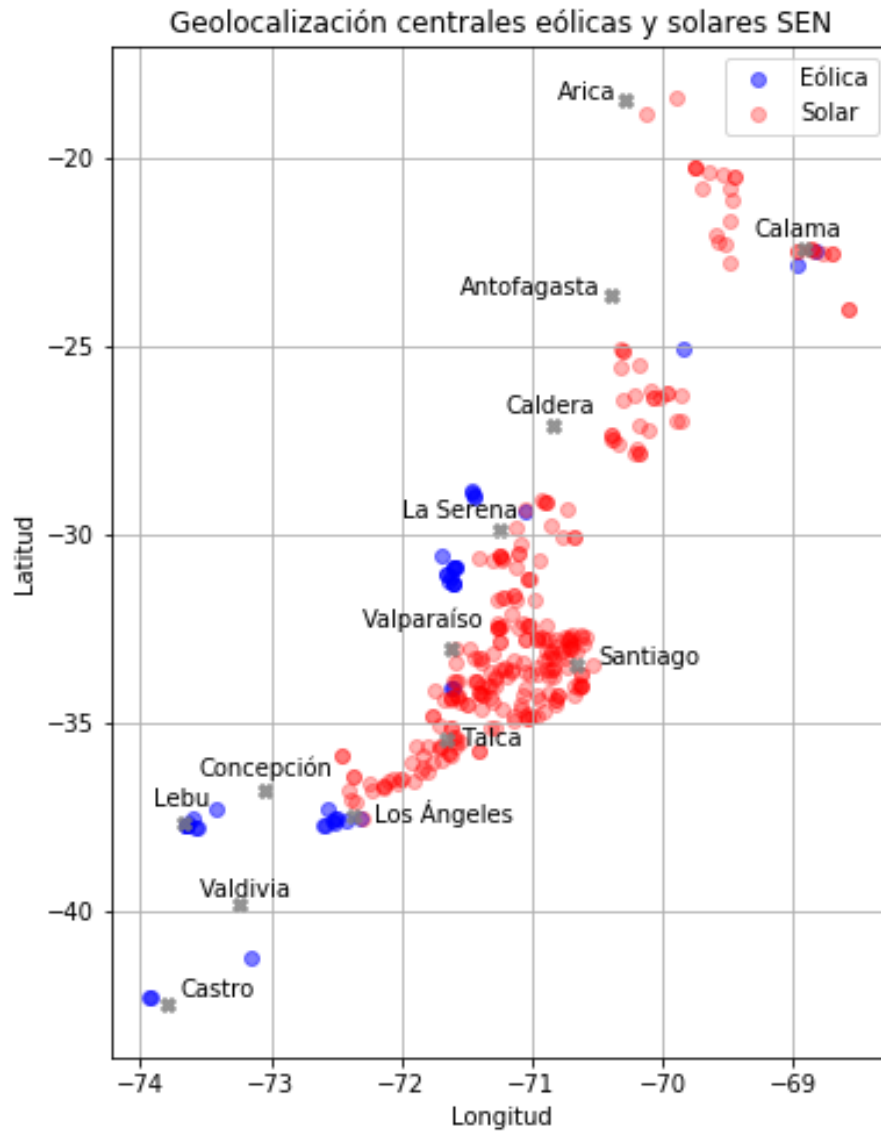


Figura 4.2: Geolocalización de centrales eólicas y solares conectadas al Sistema Eléctrico Nacional.

4.1.2. Generación SEN

La base de datos principal de este trabajo se puede apreciar su estructura en la figura 4.3, donde se tiene la energía generada por cada central del SEN, donde están incluidas las termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaica, entre otras.

index	fecha_opreal	hora_opreal	central_infotecnica_id	central_nombre	central_tipo	generacion_real_mwh	generacion_real_ernc_mwh
0	0	2020-01-01	0	163 HP LIRCAY	Hidráulica	17.400000	17.400000
1	1	2020-01-01	0	443 PMGD PFV EL LAUREL	Solar	0.000000	0.000000
2	2	2020-01-01	0	262 PMGD HP EL LLANO	Hidráulica	0.887921	0.887921
3	3	2020-01-01	0	264 HE ANGOSTURA	Hidráulica	47.000000	0.000000
4	4	2020-01-01	0	591 PMGD TER ALMENDRADO	Térmica	0.000000	0.000000
...
5112758	469650	2020-12-31	20	1801 PMGD PFV PLAYERITO	Solar	0.135022	0.135022
5112759	469651	2020-12-31	20	1802 PMGD PFV GR RAULI	Solar	0.079324	0.079324

Figura 4.3: Base de datos generación horaria por central, fuente: Coordinador.

Las columnas más importantes de cada entrada de la base de datos son: 'fecha_opreal', 'hora_opreal', 'central_nombre', 'central_tipo' y 'generacion_real_mwh'. La manipulación de estas 5 columnas son suficientes para obtener las curvas de generación diaria del sistema por tecnología y estación del año, las curvas típicas de generación y clustering por centrales descritos en el Capítulo 3. Además, la demanda del sistema se considera como el total de todas las centrales que conforman esta base de datos en cada hora.

En la figura 4.4 se puede asimilar la magnitud de energía diaria que se consumió en el SEN y la generación ERNC que poseía en el año 2020. En promedio se consumía diariamente 212 GWh, mientras que la producción ERNC (eólica + fotovoltaica), en promedio, alcanza los 47 GWh diario, aproximadamente el 22% de la demanda.

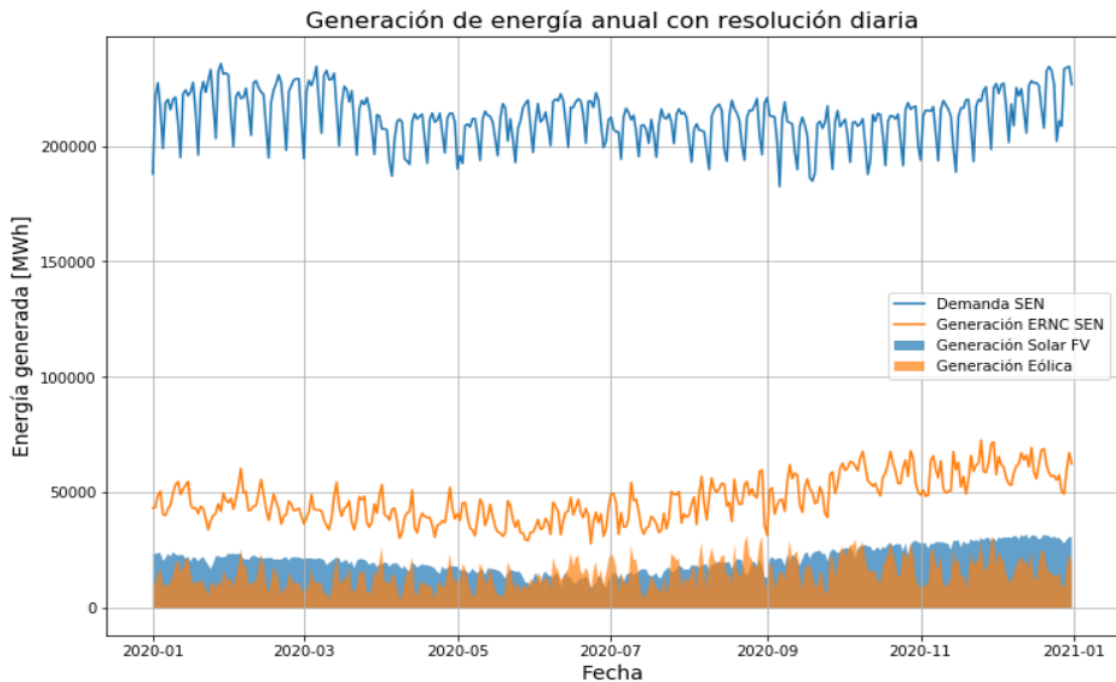


Figura 4.4: Generación diaria ERNC y demanda SEN durante el 2020.

4.1.3. Potencia instalada por tecnología

Como se indicó en el Capítulo 3, la potencia instalada se obtiene a partir del boletín energético mensual emitido por la CNE, donde la potencia instalada de cada tecnología se extrae manualmente y descontando los aportes del SEA y SEM. En la figura 4.5 se puede apreciar la evolución de la potencia instalada de cada tecnología en el SEN durante el año 2020. El aumento de ambas tecnologías fue similar entre principio y fin de año, la energía solar tuvo un aumento de 520 MW y la eólica, por su parte, 529 MW. La energía solar cierra el año en 3205 MW de potencia instalada en el SEN, 1062 MW más que la energía eólica.

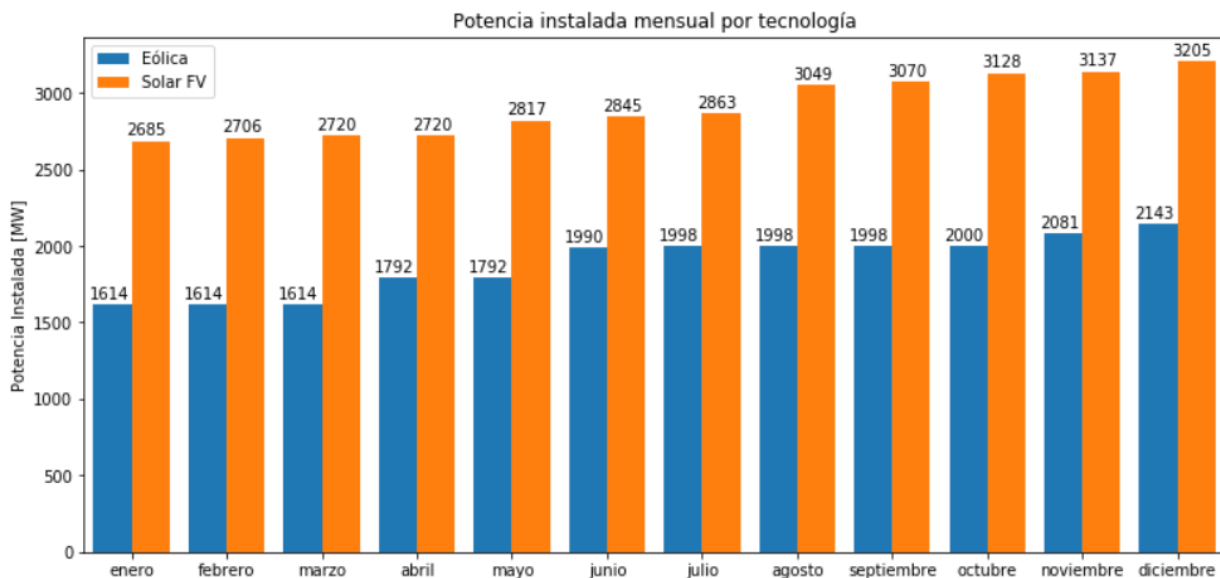


Figura 4.5: Potencia instalada mensual de tecnología solar fotovoltaica y eólica en el SEN durante el 2020.

A partir de esta información y de la base de datos de la sección anterior, se procede a calcular el factor de planta como medida de rendimiento de las centrales ERNC del sistema.

4.2. Factor de planta

El factor de planta mensual obtenido para las tecnologías de generación solar y eólica se puede apreciar en la figura 4.6, en donde el recurso solar varía entre 0.18 y 0.4, mientras que el recurso eólico varía entre 0.26 y 0.43.

Además, se refleja la estacionalidad de la generación solar, en que durante el periodo entre octubre y marzo, se tiene consistentemente un mejor factor de planta que la generación eólica. Mientras que la otra parte del año, el factor de planta solar disminuye considerablemente, pero el factor de planta eólico comienza a aumentar, ocurriendo un efecto de compensación. Sin embargo, considerando la suma del factor de planta de cada tecnología, en el periodo de otoño-invierno es menor que en el de primavera-verano.

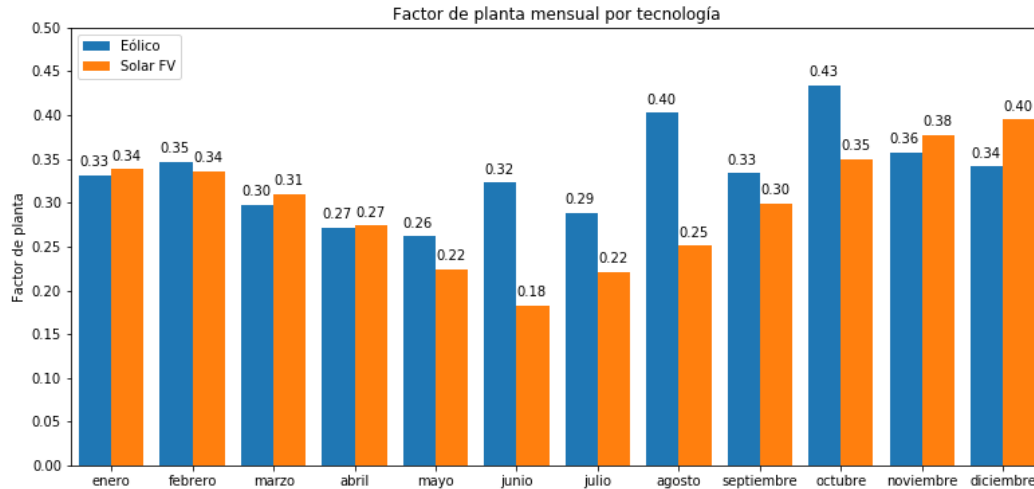


Figura 4.6: Factor de planta mensual SEN.

Finalmente, el factor de planta anual del sistema, obtenido según la ecuación 3.3, es de 33.43% y 29.83% para la generación eólica y solar, respectivamente.

4.3. Curvas de generación diaria

Luego de observar el factor de planta, se procede a analizar las curvas de generación diaria del sistema. En la figura 4.7 se observa el caso de la energía solar, donde en el eje x representa la hora del día, el eje y la potencia que está suministrando la totalidad de las centrales solares al sistema y cada curva representa un día del año. La visualización de estas curvas se separan en cuatro trimestres de manera que se pueda apreciar la posible estacionalidad que tenga cada tecnología.

Primero que todo, en todas las estaciones, comienzan a producir energía a las 6-7 hrs y en verano-primavera se tiene una ventana de tiempos de 6 horas de peak de producción en que se tiene una curva más horizontal entre las 10 y 16 hrs, para luego, a las 19-20 hrs, el sol ya no irradia los paneles solares, mientras que para el otoño-invierno, esta ventana dura 4-5 horas entre las 10 y 15 hrs, para terminar de generar a las 18 hrs.

En la figura 4.7 se aprecia que la variabilidad aumenta con respecto a los meses de primavera-verano, alcanzando hasta 1200 MW de diferencia entre los peaks de distintos días, mientras que en los meses de mejor radiación, esta diferencia alcanza entre 400-600 MW aproximadamente. Lo cual, sumado a la menor cantidad de horas de luz compara con el verano, se explica la reducción del factor de planta visto en la sección anterior.

Cabe destacar que la generación durante el primer semestre no supera los 2500 MW peak y en el segundo semestre se supera e incluso se obtiene hasta 3100 MW peak. Esto se debe a que la potencia instalada aumentó en gran medida durante el segundo semestre y, por lo tanto, no corresponde a factores ambientales el aumento de generación.

Generación Horaria Energía Solar Fotovoltaica [MW]

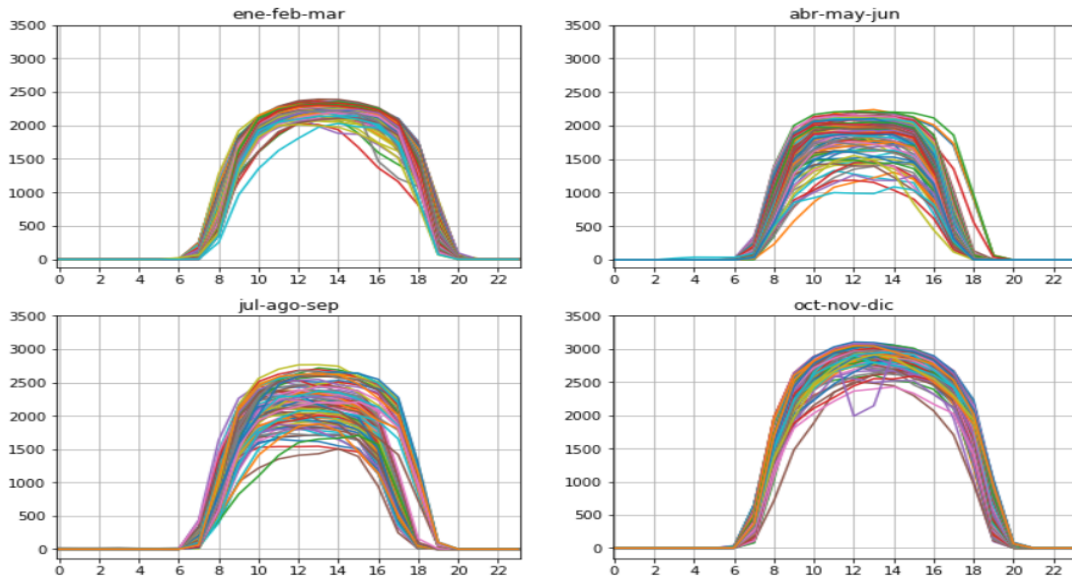


Figura 4.7: Generación solar diaria por trimestres.

En la figura 4.8, a diferencia de la energía solar, no tiene una forma tan definida para caracterizarse durante el otoño-invierno. Sin embargo, para el verano-primavera, generalmente, a partir de las 0 hrs comienza a disminuir o mantener una baja generación y a medio día, aproximadamente, comienza una rampa de subida, obteniendo el peak de producción entre las 18 y 20 hrs, para luego volver a disminuir.

Generación Horaria Energía Eólica [MW]

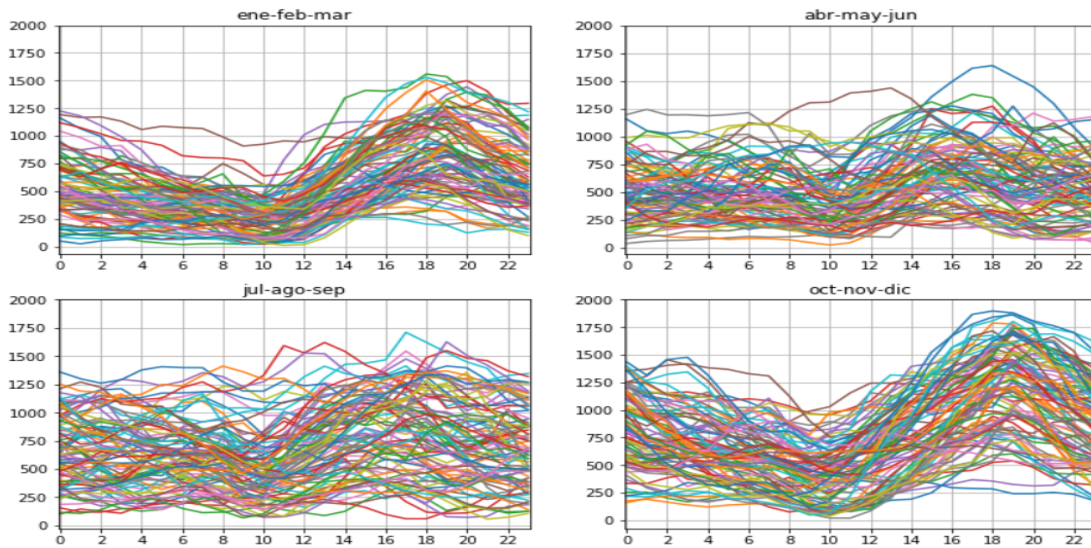


Figura 4.8: Generación eólica diaria por trimestres.

Al combinar la generación solar y eólica, se obtiene la gráfica de la figura 4.9. La energía eólica permite mantener un nivel mínimo de generación durante las horas que no hay sol, que la rampa de descenso en la tarde tenga una variación más suave, e incluso, alcanzar un peak de generación más alto entre las 15-17 hrs que el que se alcanza a medio día gracias

a la generación solar.

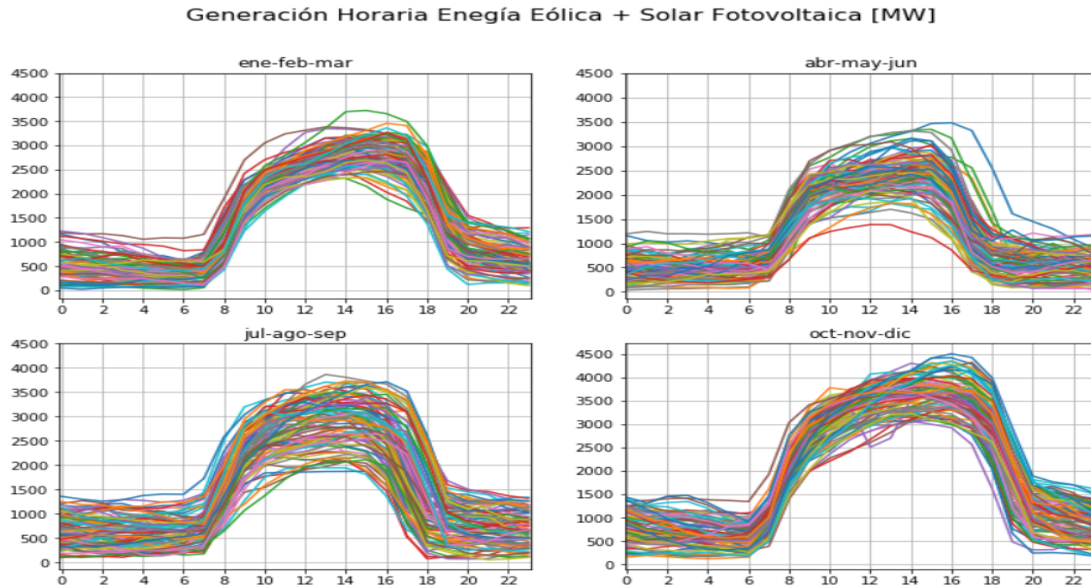


Figura 4.9: Generación solar y eólica diaria por trimestres.

Por otro lado, en la figura 4.10, que representa la demanda diaria en los trimestres del año, se observa que la demanda tiene dos peaks diarios, uno entre las 12 y 16 hrs y otro entre las 21 y 22 hrs. Para el primer peak la energía renovable podría suplir la demanda si están las condiciones ambientales y potencia instalada adecuada, pero para el segundo peak se necesita otra alternativa como almacenamiento puesto que ambas tecnologías (solar y eólica) están en descenso o ya no generan en ese horario.

Finalmente, en cuanto a las magnitudes de la demanda, esta es mayor o igual a 7000 MW durante todo el año, una brecha de 3000 MW, aproximadamente, del máximo de generación ERNC. Y la demanda promedio y máxima del sistema corresponde a 9000 y 10500 MW, respectivamente.

Demanda SEN [MW]

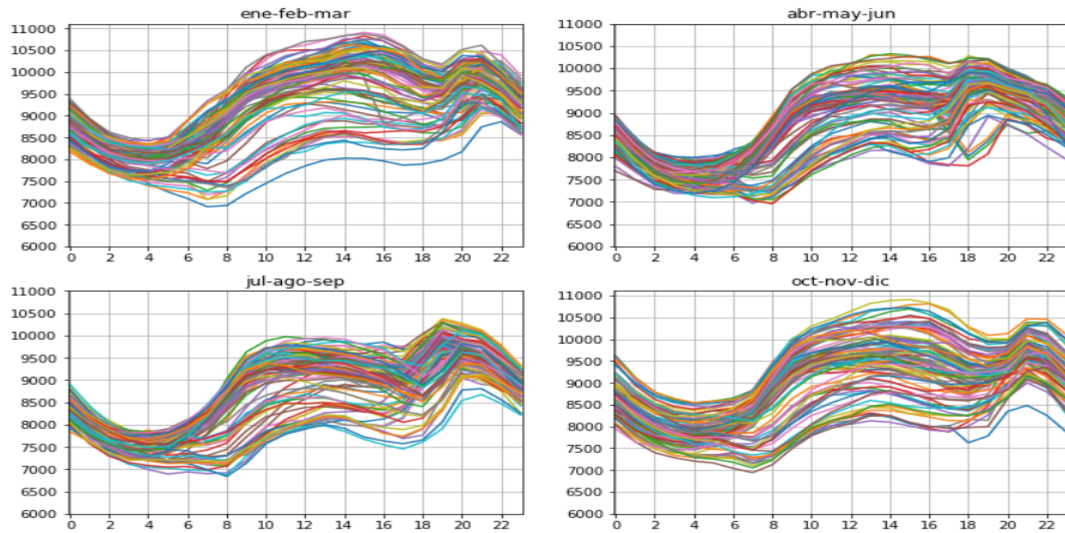


Figura 4.10: Demanda diaria por trimestres.

4.4. Identificación de clusters método del codo

En la figura 4.11 se aprecia la aplicación del método del codo que se realiza a cada conjunto de curvas diarias de generación por cada estación del año. En algunos casos como en verano (ene-feb-mar) y primavera (oct-nov-dic), el codo no es tan claro de observar, por lo que se utiliza una librería de Python para identificar matemáticamente el codo.

Determinación de clusters generación solar

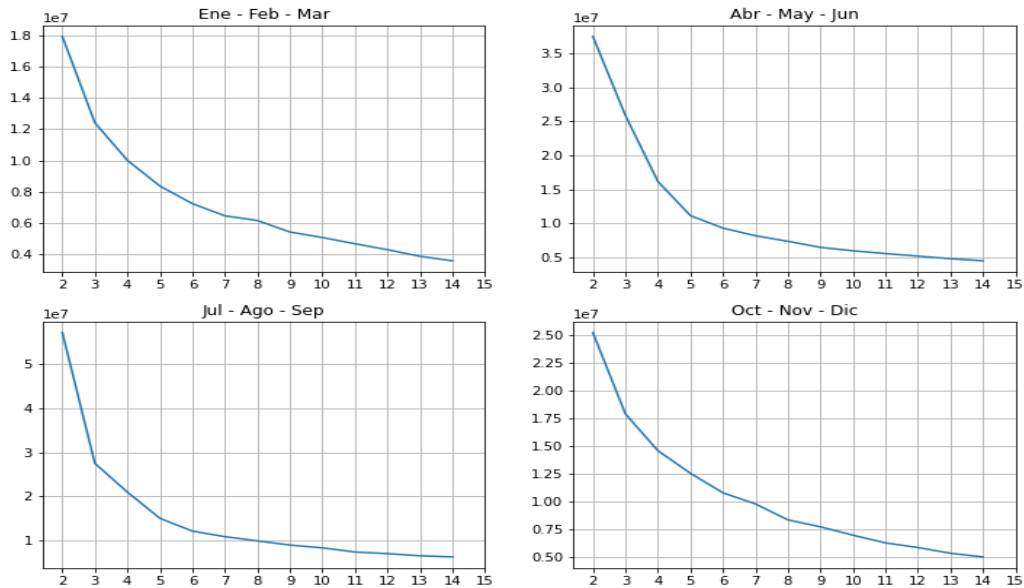


Figura 4.11: Identificación de cantidad de clusters para la generación solar en cada trimestre. Para el resto de las curvas el proceso es análogo.

4.5. Clustering

Los resultados del método del codo indican que según los datos entregados para la generación solar, se puede ver en la figura 4.12, la cantidad de clases es $[5,5,5,6]$ para verano, otoño, invierno y primavera, respectivamente. El clustering nos permite observar de una forma más limpia las curvas diarias de generación vistas en la sección 4.3. Lo más importante del clustering es que nos permite reducir la cantidad de curvas diarias a analizar y así poder realizar una matriz de correlación más abordable para el análisis.

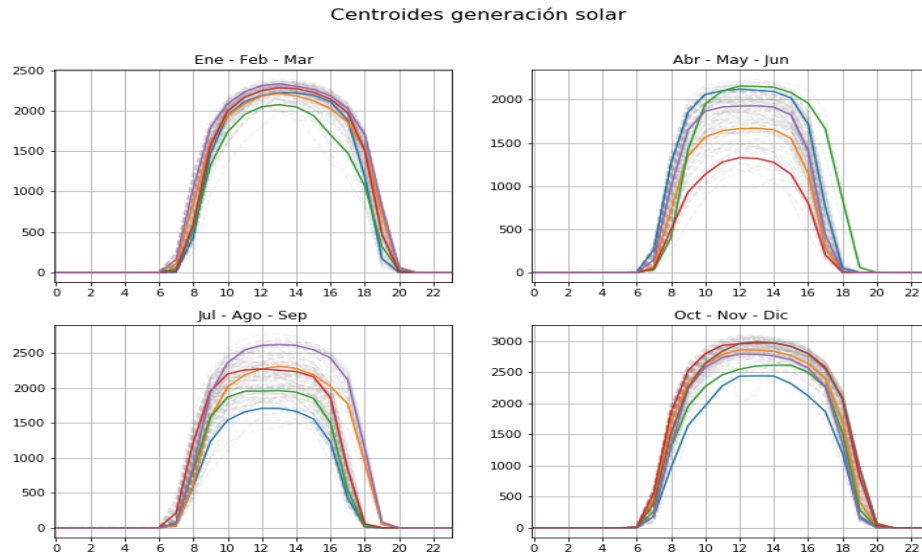


Figura 4.12: Centroides de los clusters identificados en la generación solar.

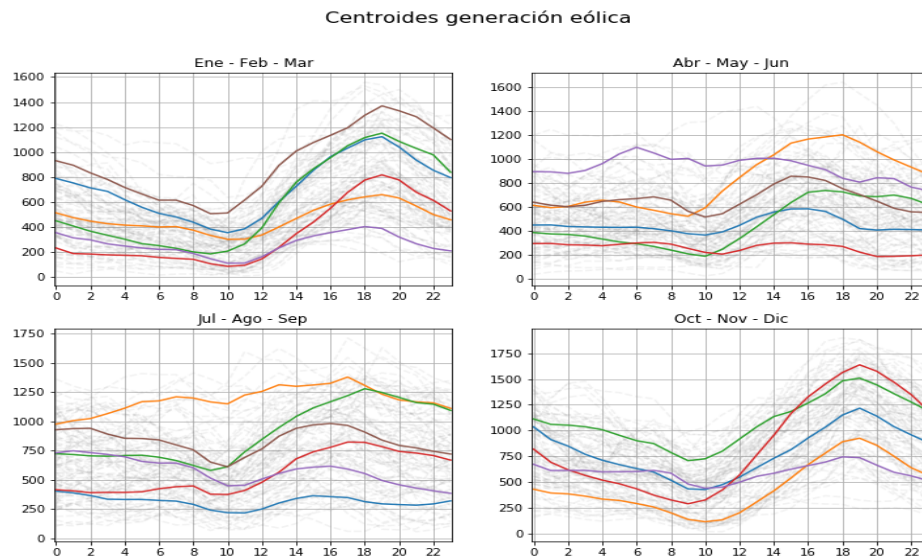


Figura 4.13: Centroides de los clusters identificados en la generación eólica.

De los clusters eólicos identificados en la figura 4.13, se puede observar, claramente, que la generación durante otoño e invierno las curvas típicas tienen una menor variabilidad y también tienden a tener una rampa de subida entre las 10 y 18 hrs pero con menor pendiente que en los periodos de verano y primavera.

Para las curvas típicas de la generación conjunta se puede ver que en la figura 4.14, la forma de las curvas son similares, pero la diferencia está principalmente en los meses de otoño-invierno que la magnitud de la generación tiene una mayor variación entre cada curva característica y así como la hora en que comienzan las rampas de bajada, que suceden entre las 16 y 18 hrs, en cambio, en los meses de verano-primavera esta rampa comienza a las 18 hrs.

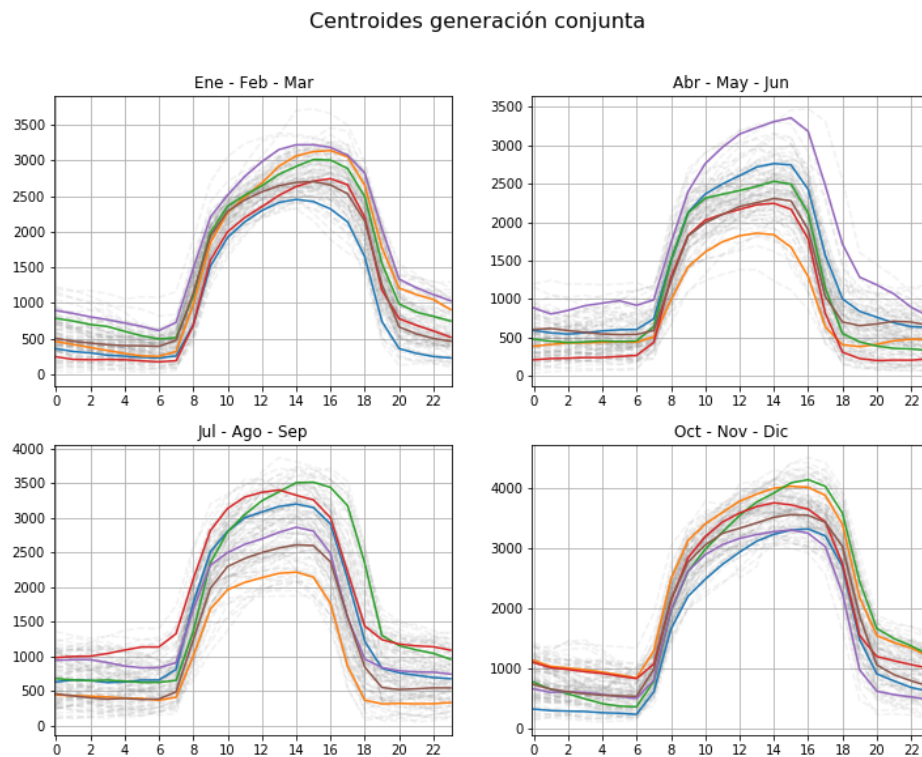


Figura 4.14: Centroides de los clusters identificados en la generación solar y eólica.

Por último, el clustering para demanda que se aprecia en la figura 4.15, además de los análisis de la sección 4.3, se puede apreciar que para todo el año el consumo entre las 23 y 3 hrs tiene una variación máxima de 1000 MW aproximadamente, mientras que en el día para el primer peak de demanda pueden haber variaciones de hasta 2500 MW y el segundo peak de 1500 MW.

Centroides demanda

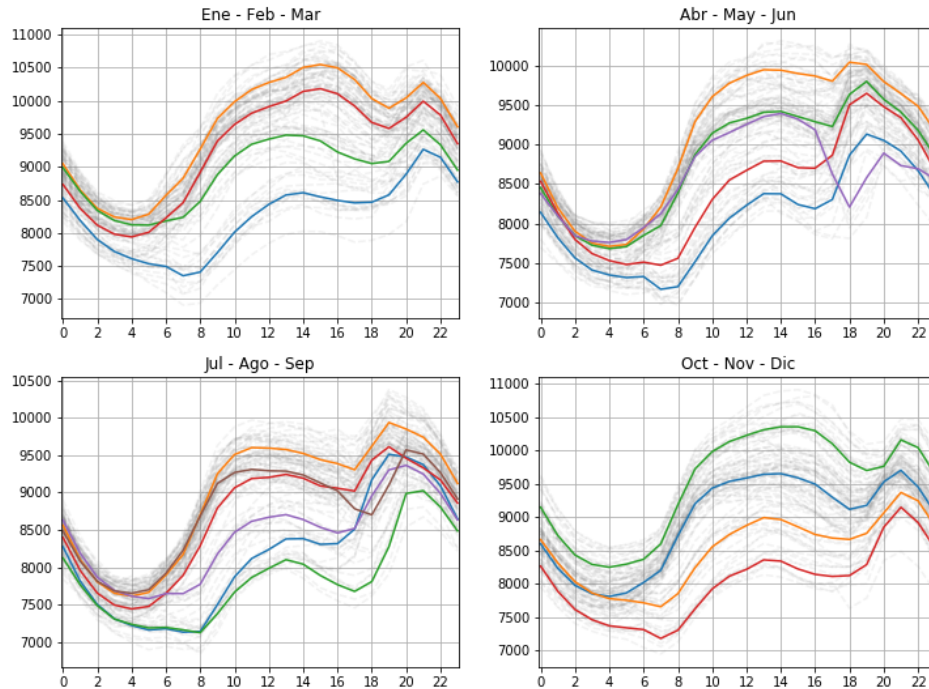


Figura 4.15: Centroides de los clusters identificados en la demanda.

4.6. Matriz de Correlación

A partir de las curvas típicas de generación solar, eólica, conjunta y la demanda, y realizando previamente una normalización de las curvas con respecto a su máximo en el periodo designado, se calculan las matrices de correlación. Puesto que la demanda al ser un orden mayor impone su peso al calcular la covarianza, obteniendo resultados que no representa necesariamente el real comportamiento entre las variables.

La correlación de cada curva típica con respecto a las otras durante el periodo de verano se encuentra en la figura 4.16, donde los principales puntos a resaltar son los siguientes:

- La generación conjunta tiene un sincronismo considerable con la demanda en el 75 % de casos, con valores entre 0.6 y 0.85. Mientras que el otro 25 % es un sincronismo leve de 0.2 - 0.35.
- Además, la generación conjunta con la demanda tiene un mejor sincronismo que la generación de cada tecnología por sí sola.

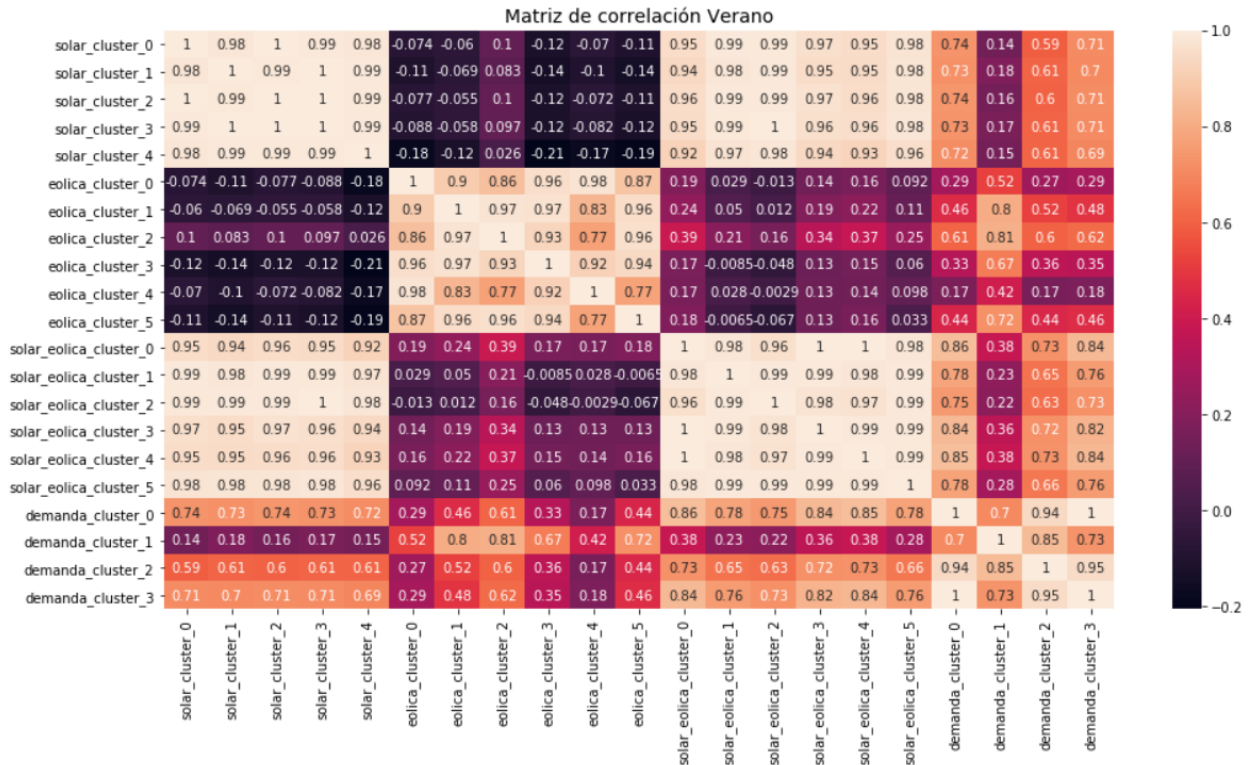


Figura 4.16: Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de enero, febrero y marzo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante el periodo de primavera, como se vio en la sección 4.3 y 4.5, en verano y primavera se tiene un comportamiento similar para ambas tecnologías de generación.

A diferencia de la correlación en verano, el sincronismo entre la generación conjunta y la demanda, con valores entre 0.65 - 0.79, es solo en un 50 % de los casos, un 25 % medianamente correlacionado con valores cercanos a 0.5, y el otro 25 % restante, un sincronismo bajo 0.25. Esta diferencia con respecto al verano se puede explicar observando la figura 4.15 en que, en el verano, entre las 8 y 14 horas, se tiene una alta demanda en 3 de 4 curvas, mientras que en primavera se tienen sólo 2 de 4, en decir, en un 25 % de los casos se tiene una menor demanda entre las 8 y 14 hrs comparado con el verano. En esas son horas, la generación conjunta es alta, y por ende, se tiene un menor sincronismo en primavera que en verano.

La complementariedad entre la generación solar y eólica es más bien entre baja a inexistente, salvo la curva típica azul de la figura 4.13 en que es moderada (-0.45) que como se puede observa de entre las 0 y 6 hrs tiene una mayor generación; entre las 6 y 11 disminuye para luego aumentar el resto del día.

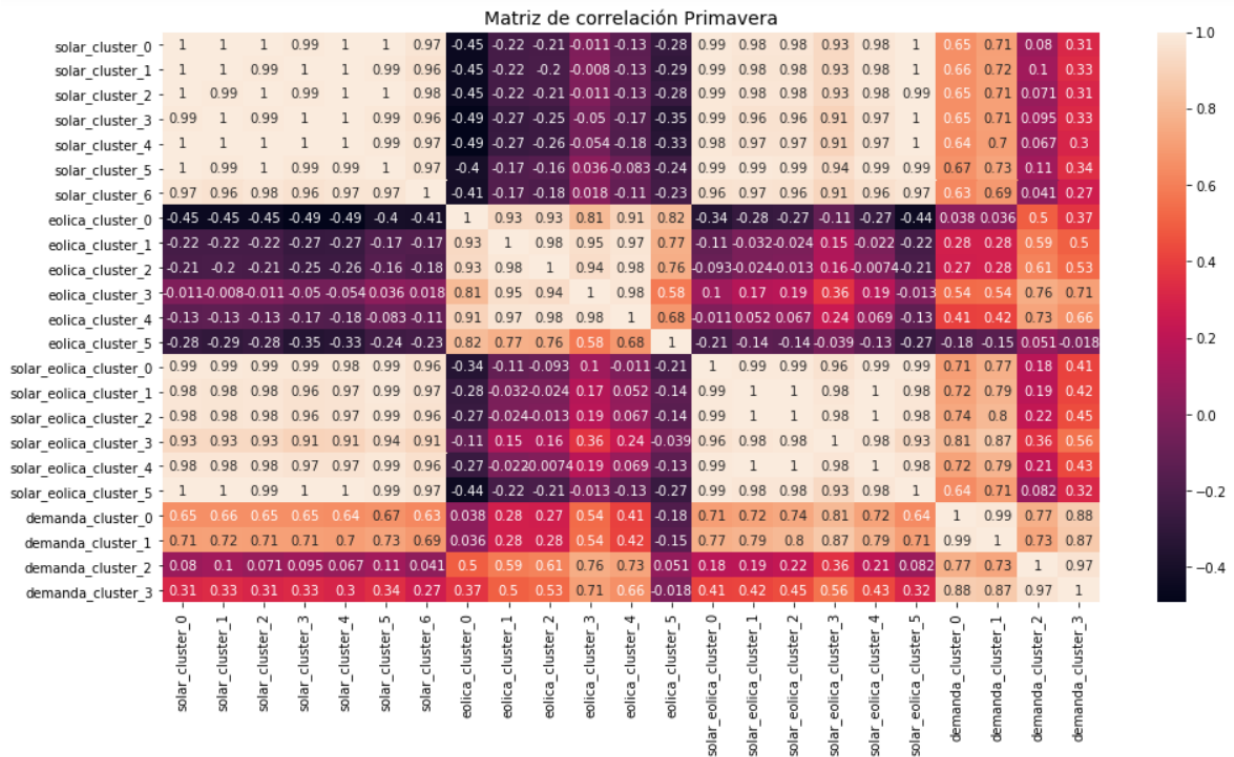


Figura 4.17: Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Para el periodo de otoño, como se observa en la figura 4.18, solo se tiene un 20% con alto nivel de sincronismo (0.8 aprox.) entre la generación conjunta y la demanda. Un 40% se tiene un sincronismo medio (0.5) y el otro 40% del tiempo una escasa correlación (valores cercanos a cero).

Que disminuya la correlación de la demanda conjunta en este periodo es esperable debido a que la generación eólica tiene curvas características muy dispares entre si. Debido a esto, como se observa en la figura 4.18, en la correlación eólica-eólica, a diferencia de las figuras 4.16 y 4.17, existen pares con correlación negativa.

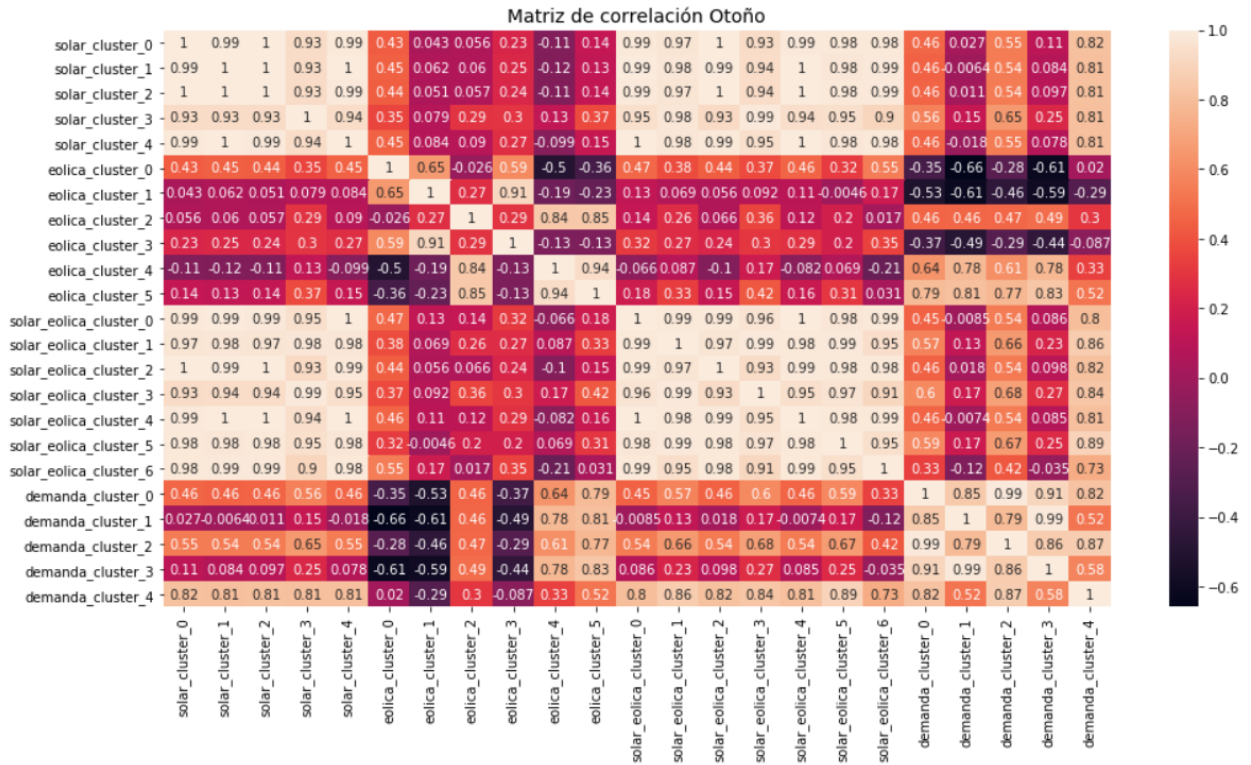


Figura 4.18: Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de abril, mayo y junio.

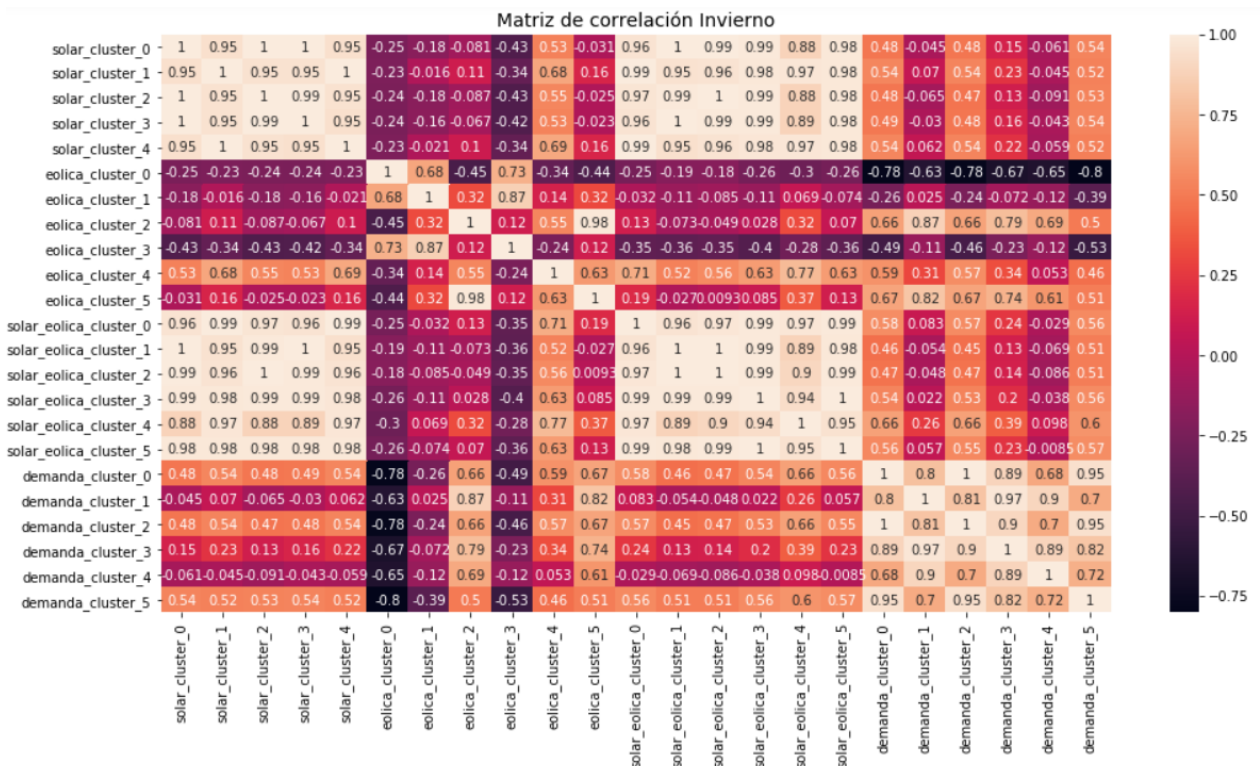


Figura 4.19: Matriz de correlación de las curvas características de cada tipo de generación y demanda durante los meses de julio, agosto y septiembre.

Luego, analizando la matriz de correlación para el periodo de invierno, el sincronismo entre la generación conjunta y la demanda es el más bajo, donde el 50 % de las curvas típicas tienen una correlación media (0.5) y 50 % restante tiene una correlación muy baja o inexistente. Las causas son las mismas originadas en el periodo de otoño, pero la generación solar es aún más inconsistente.

Cabe destacar que en el transcurso de todo el año, se mantiene un alto sincronismo entre la generación solar y la generación conjunta. Esto indica que la generación conjunta está caracterizada principalmente por la energía solar, lo cual se puede explicar por dos factores: la potencia instalada de plantas solares es mayor que las eólicas del sistema y por la monotonía que tienen las curvas de generación solar, ya que, la curva de generación diaria, prácticamente, tiene la misma forma.

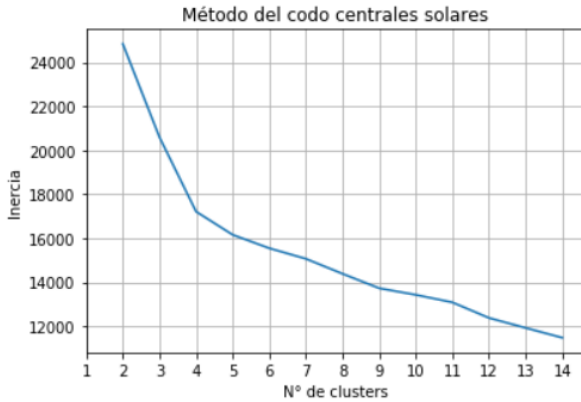
Como análisis general de las matrices de correlación, en la tabla ?? se detalla la correlación promedio entre las curvas características de generación con las curvas características de la demanda según cada estación del año. En las cuatro estaciones del año, la correlación de la generación conjunta es mayor que la correlación de la generación individual de cada tecnología.

Tabla 4.1: Correlación promedio entre las curvas características.

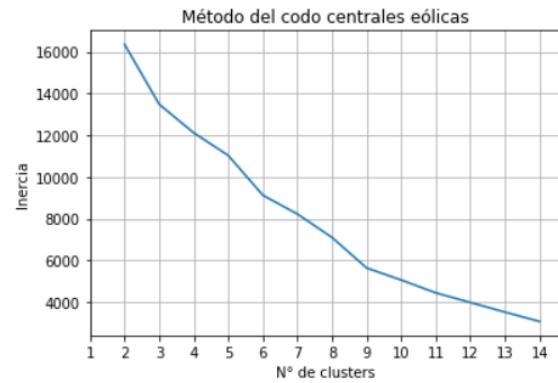
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Solar-Demanda	0.55	0.54	0.28	0.44
Eólica-Demanda	0.55	0.1	0.11	0.36
Conjunta-Demanda	0.78	0.56	0.37	0.54

4.7. Identificación geográfica de clusters eólicos y solares

En esta sección, utilizando la base de datos original de la generación horaria por central, se clasifican según su tecnología y se normaliza cada una por su máximo como aproximación de potencia instalada. En la figura 4.20 se aprecian los resultados de la prueba del método del codo para identificar la cantidad de clases que tiene cada tecnología, en donde se tiene 4 y 6 para la tecnología solar y eólica respectivamente.



(a) Centrales fotovoltaicas (4 clases)



(b) Centrales eólicas (6 clases)

Figura 4.20: Método del codo para identificar el número de clusters para las centrales eólicas y solares

A partir del clustering generado, en la figura 4.21 se observa la geolocalización de cada central clasificada según su clase y tecnología. A priori, se identifica que los clusters solares tienen gran relación con su lugar geográfico y no tienen una gran separación como los clusters eólicos, es decir, la magnitud de la inercia o la suma de la distancia de cada muestra a su centroide, pese a que son 5 veces más muestras (centrales), son del mismo orden.

La composición de los clusters solares son de 30, 9, 38 y 68 centrales respectivamente. El primer cluster, corresponde a centrales ubicadas en la zona norte del país, sin distinguir la depresión intermedia y altiplano que son las centrales con mayor radiación durante el año. El siguiente cluster (cluster 1) se distribuye entre el norte y la zona centro del país pero que además de ser un conjunto reducido son centrales que generalmente tuvieron pocas horas de operación en el año por lo que es una clase que no representaría alguna curva de generación. Luego, el cluster 2 corresponde a centrales entre la cuarta región hasta la latitud de la región metropolitana, donde se entrelaza con el último cluster que abarca desde la quinta región hasta Los Ángeles aproximadamente. Cabe destacar que los clusters no se guían tanto por la longitud en que se ubiquen (si es costa, depresión intermedia o cordillera) sino que por su latitud.

Por otro lado, los clusters eólicos se tienen menos centrales para observar y cada cluster tiene 3, 10, 2, 9, 2 y 6 centrales respectivamente. Al igual que en el caso solar, los clusters eólicos se agrupan principalmente de acuerdo a su zona geográfica. Sin embargo, la mitad de los clusters están compuestos por dos o tres centrales, lo cual puede no ser representativo de la generación en su región pero coinciden en tener una cercanía territorial. Dentro de los clusters con más centrales, en el norte del país se tiene un agrupación cercana a Calama y se destaca que contiene una central en una zona cordillerana al extremo sur del SEN. Luego se tiene otro cluster en la costa de la zona central entre La Serena y Valparaíso y, por último, se tiene otro cluster en la zona sur entre Lebu y Los Ángeles.

A grandes rasgos, se esperaba poder encontrar clusters entre centrales de latitudes diferentes pero los resultados evidencian que este es un factor importante en la generación mediante estas tecnologías.

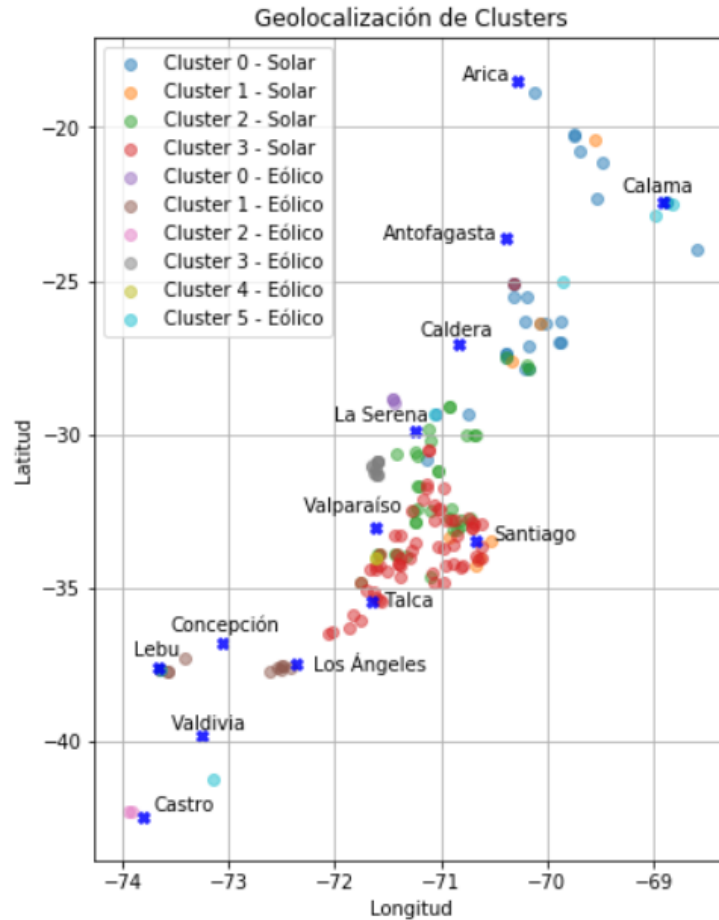
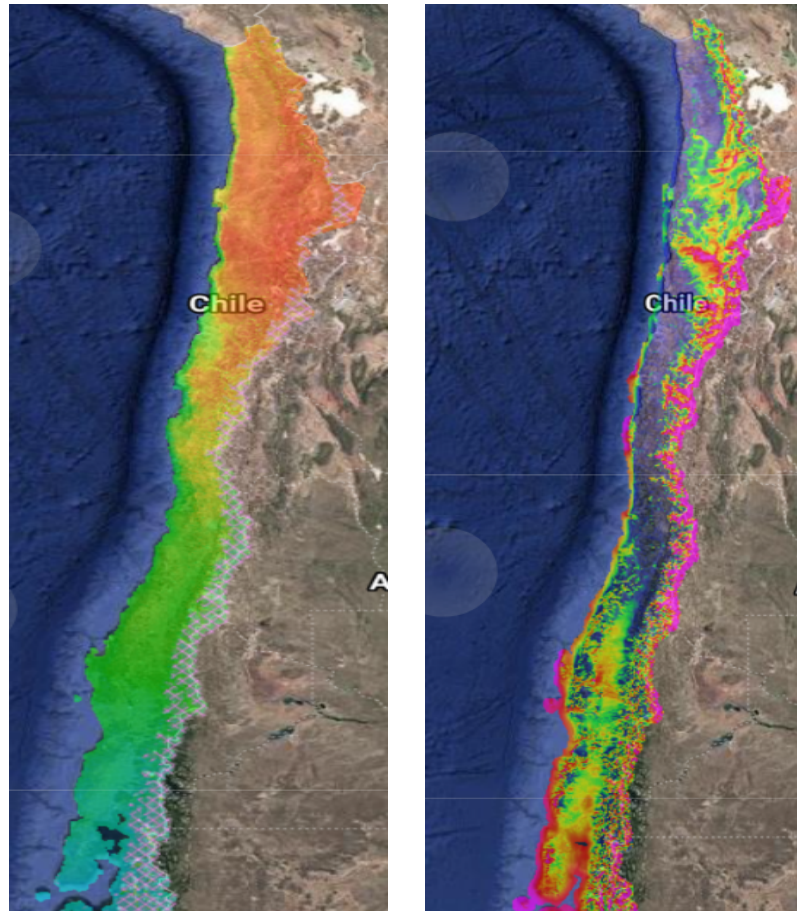


Figura 4.21: Geolocalización de clusters eólicos y solares

4.8. Mix óptimo

Para la construcción del mix óptimo, de la potencia instalada que se necesita de cada tecnología y en cada región, se necesita primero asignar las centrales existentes a una región determinada. Se podría haber utilizado los clusters generados pero el problema es que no se tiene claridad con respecto a la región que abarca, pues en las centrales solares se tenían grupos en extensiones muy grandes del país. Es por esto, que se decide delimitar las áreas geográficas según la radiación y velocidad del viento del del lugar. En la figura 4.22, se tiene un aproximado de las características de Chile según el explorador solar y explorador eólico proporcionado por el Ministerio de Energía. Se opta por dividir en 12 regiones tanto para la energía solar y para la energía eólica donde son 4 regiones a lo largo de norte-sur, donde las latitudes de corte son Caldera, Santiago y Valdivia, y se combinan con 3 regiones este-oeste que comprenden la costa, depresión intermedia y cordillera o pampa.



(a) Explorador solar

(b) Explorador eólico

Figura 4.22: Radiación y velocidad del viento características de Chile.

En la figura 4.23 se muestra la clasificación de cada central en su zona respectiva, cabe destacar que no todas las zonas del SEN están cubiertas por la energía solar. En el extremo sur, no se tiene ningún parque conectado a la red, y de las centrales eólicas tampoco abarcan todas las zonas como, por ejemplo, la zona costera en el norte y la cordillera desde la zona centro-norte hasta el extremo sur.

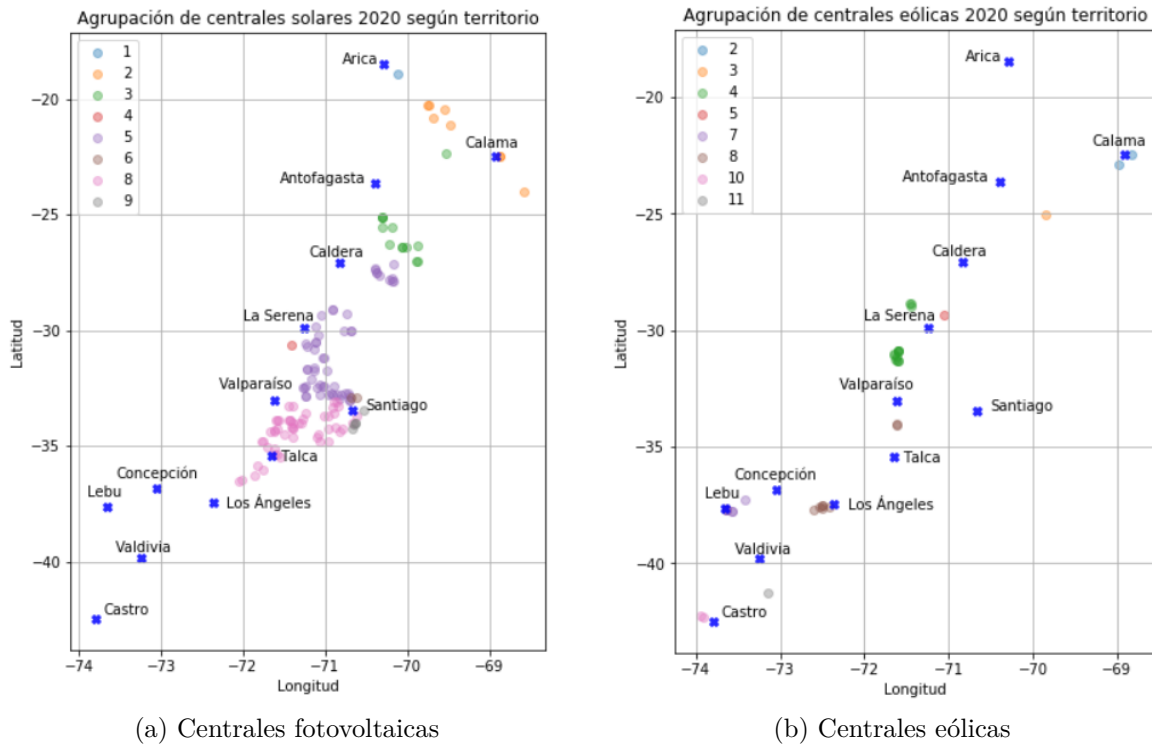


Figura 4.23: Agrupación de centrales por zona geográfica

En la figura 4.24 se muestra el mix actual de generación distribuido en las zonas descritas previamente, donde se concentra la generación eólica en las regiones costeras (zona 4 y 8), la generación solar en la pampa (zona 3) y en la depresión intermedia desde el norte hasta la latitud de Valdivia (zona 2, 5 y 8).

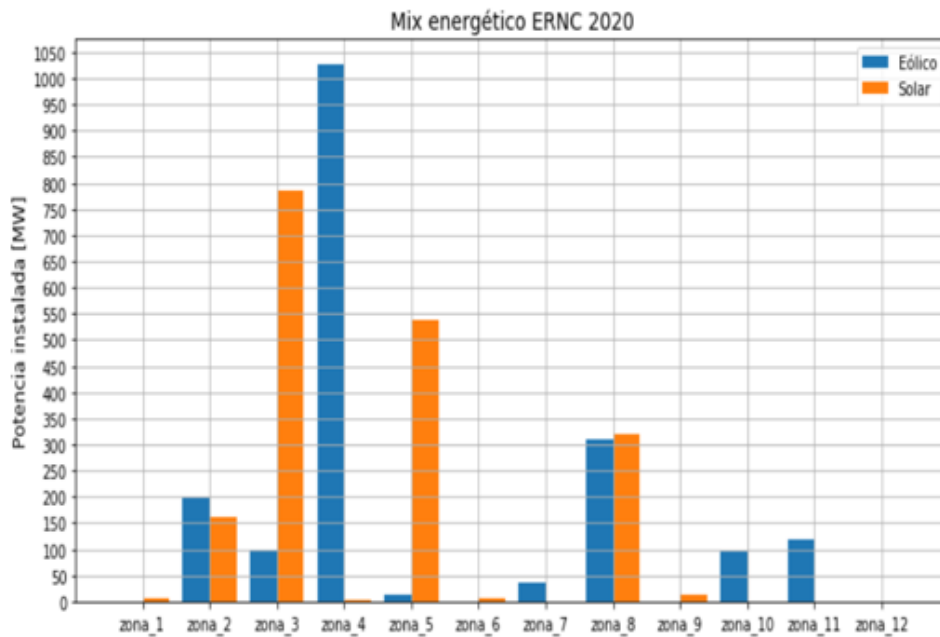


Figura 4.24: Potencia instalada por territorio designado 2020

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la resolución del problema de optimización. En la figura 4.25 se obtiene la potencia instalada según el criterio MSE, donde se tiene un requerimiento en total de 21.800 MW en todo el SEN, donde el 86,08 % (18.765 MW) corresponde a energía eólica, donde se impulsa principalmente la generación de las zonas costeras (zona 4: Caldera-Valparaíso; zona 10: Chiloé) y centro sur (zona 8: Santiago-Temuco).

Por otro lado, la optimización mediante el criterio STD, como se ve en la figura 4.26, se tiene un resultado similar al caso anterior, en donde la potencia instalada total es de 21.924 MW proporción es de 86 % eólica (18.853 MW) y 14 % solar (3071 MW). Donde la principal diferencia es que en la zona 8 de tecnología eólica se instalan menos 500 MW aprox. y menos 400 MW de la tecnología solar en la zona 3 (el sector de la pampa). Esta diferencia se ve compensada en la zona 4 para el caso eólico y en la zona 6 para el caso solar.

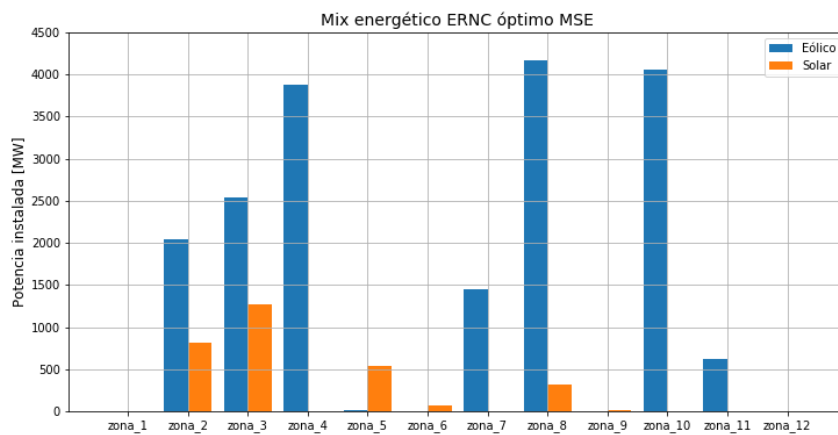


Figura 4.25: Potencia instalada óptima por territorio mediante criterio MSE

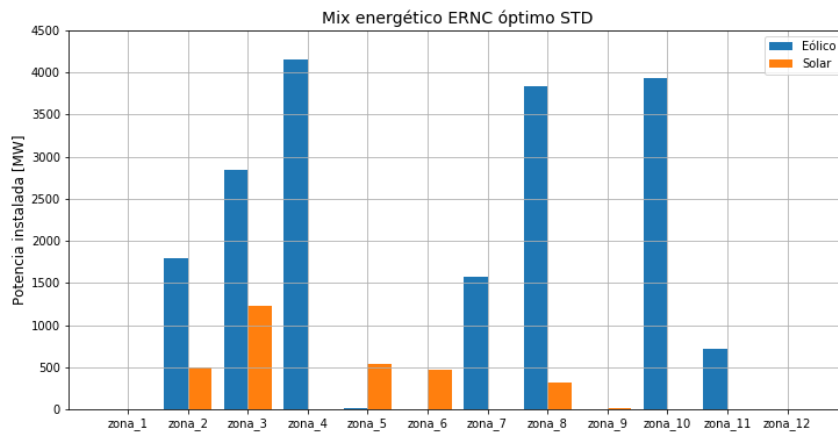


Figura 4.26: Potencia instalada óptima por territorio mediante criterio STD

En términos de rendimiento, las figuras 4.27 y 4.28 representan la curva de duración de carga neta del modelo MSE y STD respectivamente, la curva representa el porcentaje del tiempo el exceso (mayor que cero) o falta (menor que cero) de generación; ambos tienen una generación mayor que la demanda alrededor del 50 % del tiempo.

Teniendo en cuenta que la demanda varía entre 7.000 y 10.500 MW, y la potencia instalada obtenida según los modelos es de 21.800 MW, más del doble de la demanda máxima y cuatro veces la potencia instalada a finales de 2020 de centrales ERNC, sólo se podría satisfacer el 50 % del tiempo sin utilizar almacenamiento, lo que permite dimensionar la brecha que existe para abastecer el sistema con una matriz energética libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, si se considera una capacidad de almacenamiento de 2000 MW, se podría cubrir un 80 % de la demanda anual aproximadamente, aunque existirían periodos en que el almacenamiento está saturado y se desperdicia energía.

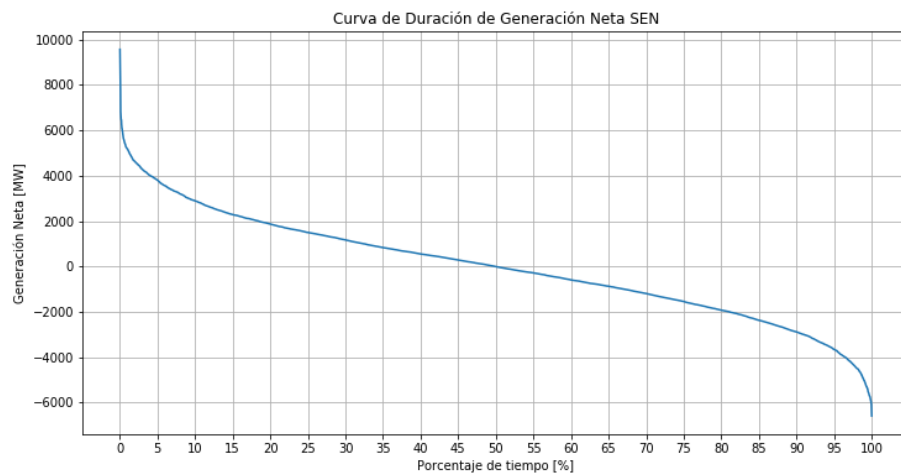


Figura 4.27: Curva de duración de generación neta criterio MSE

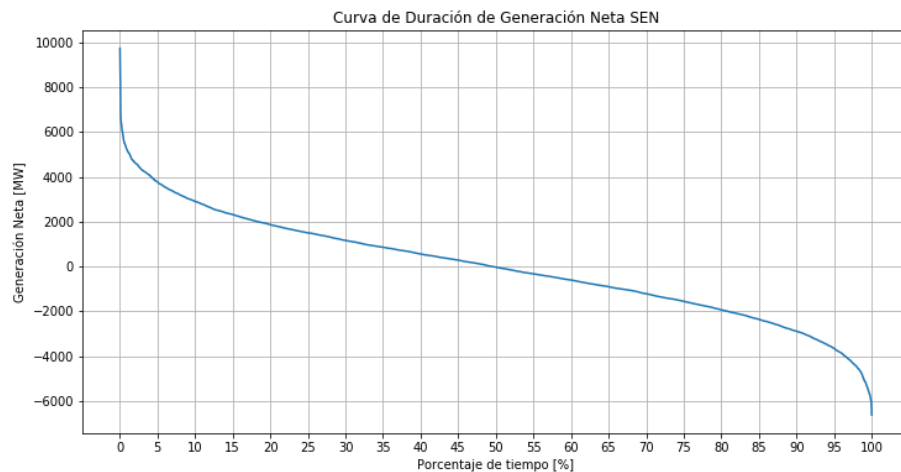


Figura 4.28: Curva de duración de generación neta criterio STD

Por último, en la figura 4.29, se observa la curva de duración de carga neta sin optimizar, es decir, se obtiene escalando el mix de base por un factor de 5.84 para que alcance la potencia instalada del resultado con criterio MSE, resultando en 10.693 y 11.078 MW de la tecnología eólica y solar respectivamente. Dentro de lo que se destaca, es que un 43% del tiempo existe sobreproducción de energía, 7% menos que en los casos optimizados. Se tiene una sobreproducción de al menos 2000 MW el 33% del tiempo, mientras que en los casos optimizados un 18%, que exista un alto exceso de producción prolongadamente, implica que los niveles de almacenamiento deben ser mayores para evitar el desperdicio de energía.

Por otro lado, un 42% del tiempo se tiene una demanda 2000 MW mayor que lo que se genera, en contraste con el 20% de los casos optimizados. Y la demanda es al menos 4000 MW mayor que la generación un 15% del tiempo, mientras que en el caso optimizado, un 3%. En otras, el uso de fuentes alternativas para compensar las horas de menor producción, es más extenso en el caso sin optimización. Además, no se cumple la restricción de suficiencia impuesta en los problemas de optimización, es decir, si la energía solar tiene más penetración que la eólica en el sistema, entonces se requiere una mayor potencia instalada y almacenamiento para abastecer la demanda del año.

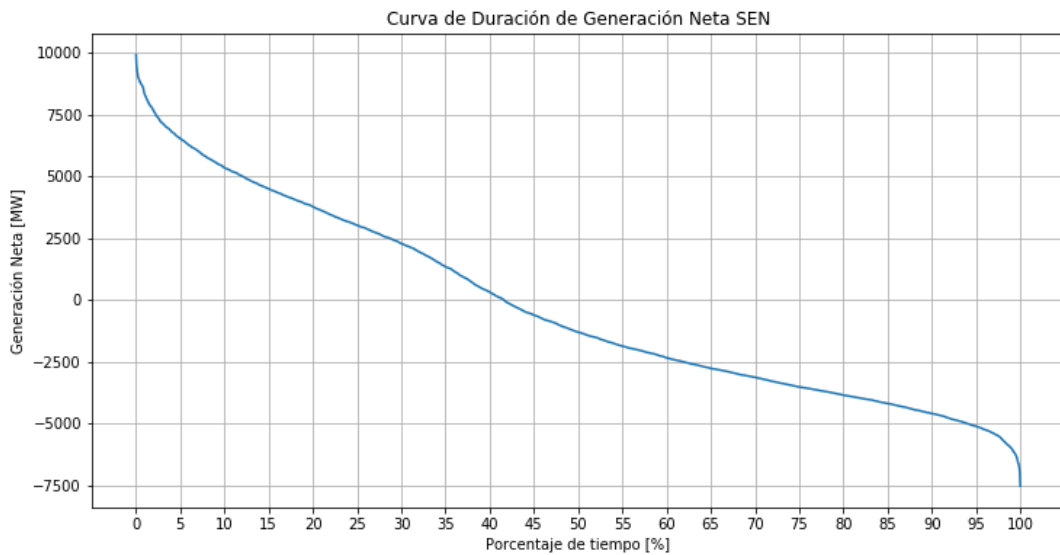


Figura 4.29: Curva de duración de carga neta sin optimizar

De modo general, al ocupar las matrices de correlación, la energía solar es la que tiene una mayor sincronía con la demanda. Sin embargo, al realizar el mix óptimo basado en las curvas de generación de todo el año 2020, la tecnología que predomina es la eólica, esto ocurre debido a que la energía solar sólo opera entre 9 y 12 horas al día, en cambio la energía eólica está las 24 horas del día produciendo. Por lo tanto, toma una ventaja significativa según el modelo planteado. Esta situación puede variar si en el problema se incorpora el uso de las centrales hidráulicas existentes y el almacenamiento como variable de optimización, considerando los costos asociados a la inversión y operación por MW de cada tecnología de generación y almacenamiento.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

El trabajo realizado tiene como foco el estudio de la complementariedad entre las tecnologías de generación solar FV y eólica durante el año 2020 en el Sistema Eléctrico Nacional. La evidencia presentada se basa del análisis de datos desde fuentes confiables de información, como el Coordinador y la CNE, y una propuesta metodológica que comienza desde una correcta preparación de los datos hasta los resultados expuestos, los cuales son concordantes entre sí.

Los indicadores y análisis realizados, han permitido caracterizar y cuantificar la complementariedad de la energía eólica y solar en el SEN durante 2020. Por ejemplo, el factor de planta, en su resolución mensual, permite observar la estacionalidad que tiene cada tecnología, donde el rendimiento de las centrales solares es mejor en el periodo de verano y primavera, mientras que la centrales eólicas tienen una mayor producción en otoño e invierno. Finalmente, para el año 2020 se verificaron factores de planta de 29.83 % y 33.43 % en la producción solar y eólica, respectivamente.

En el análisis de los perfiles de generación diarios, se observa el comportamiento horario de la tecnología solar y eólica de acuerdo a la estación del año, identificándose una estacionalidad semestral que corresponde a las estaciones verano-primavera y otoño-invierno. Para el caso de la tecnología solar, existe producción entre 12 y 13 horas al día en verano y las curvas son consistentes cada día, con un máximo 300 MW de diferencia en la hora peak. En cambio en invierno, la producción ocurre entre 10 y 12 horas del día, pero con una mayor variabilidad entre cada día, hasta 1000 MW de diferencia en la hora peak. Para el caso eólico, se produce energía durante las 24 horas del día, pero la operación varía entre un 10 % y 70 % de la potencia instalada en el sistema.

En las matrices de correlación se cuantifica el comportamiento de estos perfiles con la demanda, donde la correlación promedio de las tecnologías por separado es menor que la generación conjunta. Durante el verano es donde se obtiene una mayor correlación con la demanda, alcanzando un promedio de 0.78. Durante el invierno el indicador baja a 0.37. Esto evidencia, que la acción conjunta de ambas fuentes de energía se ajusta de mejor forma a los perfiles de demanda del año 2020.

También se propone una distribución óptima basada, específicamente, en las curvas de generación de ambas tecnologías durante el año, donde prevalece la instalación de centrales

eólicas (86 %) por sobre las solares (14 %), con requerimiento total de potencia instalada de 21.800 MW aproximadamente. Esta preferencia de la energía eólica por sobre la solar, se explica por lo expuesto previamente, en que la energía eólica, aunque tenga mayor variabilidad, produce las 24 horas del día en el sistema. Este resultado contrasta con el obtenido en el análisis de correlación. En efecto, se observa que en el mix optimizado se privilegia la energía eólica ubicada en la zona costera en la zona centro norte y sur del país.

La situación descrita anteriormente es contraria a la tendencia actual de desarrollo que tiene el país, donde la tecnología solar fotovoltaica tiene una mayor potencia instalada que la eólica, 4.342 y 3.615 MW respectivamente¹. Lo anterior puede deberse a razones económicas y a las expectativas de uso de sistemas de almacenamiento y otras estrategias de flexibilidad.

Por otro lado, como trabajo futuro, sería interesante incluir las centrales hidráulicas que tiene el sistema y el almacenamiento como variables de optimización del problema, considerar factores económicos, como los costos de instalación de cada tecnología y almacenamiento, considerar el territorio que utilizarán las centrales renovables y cuánto es el disponible en cada zona. De modo que se acerque a una planificación y operación más completa del sistema.

Los resultados obtenidos en este trabajo, si bien, han caracterizado la generación de energía solar y eólica en SEN durante distintas estaciones del año 2020, se requiere un mayor periodo de estudio para caracterizar a cabalidad la generación del sistema, debido a la variabilidad interanual en las condiciones climáticas y el crecimiento de la demanda que tiene el sistema. Sin embargo, este estudio permite dar luces de los requerimientos y planificación del desarrollo de tecnología renovables no convencionales que debería adoptar el país.

Finalmente, el trabajo desarrollado se encuentra documentado en un repositorio público de GitHub², donde se pueden corroborar los resultados obtenidos y reutilizar el código para que año a año, a medida que se adquiere más información, se pueda capturar la evolución que ha tenido el desarrollo de energías renovables y su comportamiento con respecto a la demanda, etc.

¹ Potencia instalada a diciembre 2021

² Documentación trabajo de título

Bibliografía

- [1] Solomon A. A. Michel Child, U. C. y Breyer, C., “Exploiting wind-solar resource complementarity to reduce energy storage need,” August 2020.
- [2] A. Naeem, N. U. H. y N.Arshad, “Design of solar-wind hybrid power system by using solar-wind complementarity,” 4th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), pp. 100–105, 2020.
- [3] Couto, A. y Estanqueiro, A., “Exploring wind and solar pv generation complementarity to meet electricity demand,” July 2020.
- [4] Syakur, M. A. et al, IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 336, 2018.
- [5] Huber, M. y Weissbart, C., “On the optimal mix of wind and solar generation in the future chinese power system,” May 2020.
- [6] J. Jurasza, F.A. Canales, A. K. M. G. y Beluco, A., “A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept,metrics, application and future research directions,” January 2020.
- [7] de Desarrollo, B. I., “Contribución de las energías renovables variables a la seguridad energética en américa latina,” 2017.
- [8] Dominik Heide, Martin Greiner, L. V. B. C. H., “Reduced storage and balancing needs in a fully renewable european power system with excess wind and solar power generation,” 2011.