

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



“DESARROLLO DE UN MODELO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO LA ALTA PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y LA FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA”.

IGOR ANDRE ALVIAL MORALES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor Guía

Dr. Danny Espín Sarzosa

Profesor Correferente

Dr. Alex Villamarín Jácome

23 de julio de 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Desarrollo de un modelo de expansión de la transmisión eléctrica considerando la alta penetración de vehículos eléctricos y la flexibilidad de la demanda

Nombre del candidato(a): Igor Andre Alvial Morales

Carrera / Grado: Ingeniería Eléctrica

Campus: Casa Central, Valparaíso **Departamento:** Departamento de Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Danny Alexander Espín Sarzosa, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 5 de agosto de 2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 5 de agosto de 2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi familia: a mi madre Yessica, a mi padre Hector, a mi hermana Vanessa y a mis sobrinos Felipe y Dante, por todo el esfuerzo, cariño y paciencia que me han entregado a lo largo de toda mi vida. A mi Mamá Chayo y a mi Papá Nico, quienes son unos segundos padres para mí y me enseñaron desde muy chico a no rendirme nunca. A mi pareja, Catalina, cuyo amor, cariño y apoyo constante han sido un pilar fundamental en todo este proceso. A mis primos, en especial a Cheo, Carlos y Molina, quienes siempre han estado conmigo y me han brindado su apoyo incondicional.

También quiero dar las gracias a mis amigos, quienes me han apoyado en todo momento, en especial a Nico, Roberto, Pablo, Valdivia y Mati, con quienes formé grandes recuerdos a lo largo de esta etapa de mi vida. De igual manera, agradezco a Claudio, Nico y Cristian que después de tantas partidas de LOL, pude entender el verdadero significado de la palabra resiliencia. A todas las personas con las que compartí mis últimos dos años en el centro de alumnos de la carrera, en particular a Iván, Simón, JP, Ivo y Pau. A la selección de balonmano de la universidad, que tuvo un rol importantísimo en mi vida universitaria, ya que gracias a los entrenamientos podía liberar el estrés académico. A los cabros del Tesla con los que pude salir dos veces campeón del dioses. Asimismo, quiero agradecer a la gente de apoyo académico del departamento, Cristian, Claudio y Videla, por ayudarme a sacar adelante los laboratorios y por todas las charlas de fútbol que compartimos.

Finalmente, quiero expresar mi gratitud a mi profesor guía, Danny Espín, por su confianza, ayuda y enorme paciencia durante todo este proceso.

Resumen

La transición energética y la masiva adopción de vehículos eléctricos (VEs) representan una oportunidad fundamental para la descarbonización de la matriz energética. Sin embargo, la integración inelástica y no coordinada de estas nuevas cargas podría presentar un desafío crítico para la seguridad, operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia, exacerbando la congestión de las redes y requiriendo una alta capacidad de generación durante los horarios de demanda máxima. En este contexto, el presente trabajo de título evalúa el impacto técnico y económico de la gestión activa de la demanda de VEs en la planificación de la expansión de la transmisión, incorporando restricciones dinámicas operativas mediante un modelo de optimización de Unit Commitment. El problema se formula a través de programación lineal entero mixta, cuyo objetivo es encontrar el plan óptimo de expansión minimizando conjuntamente los costos de inversión en nuevas líneas y los costos de operación. El modelo se evalúa sobre un sistema representativo del sistema eléctrico nacional de Chile bajo distintos escenarios de estrés.

Los resultados demuestran que la recarga pasiva de los VEs conduce a ineficiencias estructurales, detonando altos niveles de Energía No Suministrada (ENS) y vertimiento renovable. La implementación de estrategias de gestión activa (*Load Shifting*) transforma significativamente el perfil de carga mediante efectos de recorte de punta (*Peak Shaving*) y relleno de valle (*Valley Filling*). Esta flexibilización permite reducir los costos totales de optimización en más de un 65 %, erradicando el vertimiento solar y mitigando la ENS en escenarios de alta exigencia. Además, se evidencia que la carga inteligente logra actuar como un sustituto directo de la infraestructura física, minimizando la cantidad de líneas candidatas a construir y congelando los costos de inversión.

Finalmente, se pudo comprobar que las flotas de VEs gestionadas son capaces de satisfacer la totalidad de los requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia del sistema. Esto libera al parque generador térmico de obligaciones de seguridad, estabilizando su despacho y reduciendo drásticamente sus costos de operación.

Abstract

The energy transition and the massive adoption of electric vehicles (EVs) represent a fundamental opportunity for the decarbonization of the energy matrix. However, the inelastic and uncoordinated integration of these new loads could pose a critical challenge for the security, operation, and planning of electrical power systems, exacerbating grid congestion and requiring high generation capacity during peak demand hours.

In this context, this thesis evaluates the technical and economic impact of active EV demand management on transmission expansion planning, incorporating dynamic operational constraints through a Unit Commitment optimization model. The problem is formulated using Mixed-Integer Linear Programming (MILP), aiming to find the optimal expansion plan by jointly minimizing the investment costs in new lines and the operational costs. The model is evaluated on a representative model of the Chilean National Electric System under various stress scenarios.

The results demonstrate that passive EV charging leads to structural inefficiencies, triggering high levels of Energy Not Supplied (ENS) and renewable curtailment. The implementation of active management strategies (Load Shifting) significantly transforms the load profile through Peak Shaving and Valley Filling effects. This flexibility allows for a reduction in total optimization costs by over 65 %, eradicating solar curtailment and mitigating ENS in highly demanding scenarios. Furthermore, it is evidenced that smart charging acts as a direct substitute for physical infrastructure, minimizing the number of candidate lines to be built and freezing investment costs.

Finally, it was proven that managed EV fleets are capable of fully satisfying the operating reserve and frequency response requirements of the system. This relieves the thermal generation fleet from security obligations, stabilizing its dispatch and drastically reducing its operating costs.

Nomenclatura

Índices

b	Índice de barras, $b = 1, \dots, B$.
d	Índice de demandas, $d = 1, \dots, D$.
e	Índice de centrales hidroeléctricas de embalse, $e = 1, \dots, H$.
h	Índice de centrales hidroeléctricas de pasada, $h = 1, \dots, HR$.
i	Índice de generadores, $i = 1, \dots, G$.
l	Índice de líneas de transmisión, $l = 1, \dots, L$.
s	Índice de generadores solares fotovoltaicos, $s = 1, \dots, PV$.
t	Índice de tiempo, $t = 1, \dots, T$.
u	Índice de demanda de vehículos eléctricos privados, $u = 1, \dots, EV$.
w	Índice de generadores eólicos, $w = 1, \dots, W$.
y	Índice de demanda de vehículos eléctricos para taxis, $y = 1, \dots, EV_T$.
z	Índice de demanda de vehículos eléctricos para autobuses, $z = 1, \dots, EV_B$.

Conjuntos

l_{from}	Barra de origen de la línea l .
l_{to}	Barra de destino de la línea l .
Ω^B	Conjunto de barras.
Ω^D	Conjunto de demandas.
Ω_b^D	Conjunto de demandas conectadas a la barra b .
Ω_b^{EV}	Conjunto de VEs privados conectados a la barra b .
Ω_b^{EVB}	Conjunto de VEs buses conectados a la barra b .
Ω_b^{EVT}	Conjunto de VEs taxis conectados a la barra b .
Ω^G	Conjunto de generadores.
Ω_b^G	Conjunto de generadores conectados a la barra b .
Ω^H	Conjunto de centrales hidroeléctricas de embalse.
Ω^{HR}	Conjunto de centrales hidroeléctricas de pasada.

Ω^L	Conjunto de líneas existentes.
Ω^{L+}	Conjunto de líneas candidatas.
Ω_b^{PV}	Conjunto de generadores fotovoltaicos conectados a la barra b .
Ω_b^R	Conjunto de generadores renovables conectados a la barra b .
Ω_b^W	Conjunto de generadores eólicos conectados a la barra b .

Parámetros

C_i^G	Costo de producción del generador i [\$/MWh].
C_l^L	Costo de inversión de la línea candidata l [\$].
C_r^{SP}	Costo de vertimiento de generación solar y eólica [\$/MWh].
C_d^{UD}	Costo de energía no suministrada de la demanda d [\$/MWh].
E_e^H	Energía generada por la central hidroeléctrica de embalse e en un mes [MWh].
E_h^{HR}	Energía generada por la central hidroeléctrica de pasada h en un mes [MWh].
M	Big-M, valor positivo suficientemente grande.
$\bar{p}_i^G$	Capacidad máxima del generador i [MW].
$\bar{p}_{e,t}^H$	Capacidad máxima de la central hidroeléctrica de embalse e [MW].
$\bar{p}_{h,t}^{HR}$	Capacidad máxima de la central hidroeléctrica de pasada h [MW].
$\bar{p}_l^L$	Capacidad de la línea existente l [MW].
$\bar{p}_l^{L+}$	Capacidad de la línea candidata l [MW].
$\bar{p}_{s,t}^{PV}$	Capacidad máxima del generador solar fotovoltaico s [MW].
$\bar{p}_{w,t}^W$	Capacidad máxima del generador eólico w [MW].
p_d^D	Potencia de la demanda d [MW].
$pf_{e,t}^H$	Factor de planta de la central hidroeléctrica de embalse e en el periodo t .
$pf_{h,t}^{HR}$	Factor de planta de la central hidroeléctrica de pasada h en el periodo t .
$p_{u,t}^{EV}$	Potencia de carga de VEs privados u en el periodo t [MW].
$p_{z,t}^{EVB}$	Potencia de carga de VEs buses z en el periodo t [MW].
$p_{y,t}^{EVT}$	Potencia de carga de VEs taxis y en el periodo t [MW].
$V_{w,t}^{wi}$	Velocidad del viento en el generador eólico w en el periodo t [m/s].
V^{cin}	Velocidad mínima de funcionamiento (cut-in) de la turbina eólica [m/s].
V^{cout}	Velocidad máxima de corte (cut-out) de la turbina eólica [m/s].

V^{rw}	Velocidad nominal de funcionamiento de la turbina eólica [m/s].
x_l	Reactancia de la línea de transmisión l [p.u.].
α	Factor de radiación solar normalizada [p.u.].
η	Eficiencia de los paneles solares.
$\underline{p}_i^G$	Potencia mínima [MW].
$R_{up,i}$	Rampa de subida [MW/h].
$R_{dn,i}$	Rampa de bajada [MW/h].
UP_i	Tiempo mínimo de encendido [h].
DN_i	Tiempo mínimo de apagado [h].
K_i	Costo fijo de arranque del generador i [\$].
C_i	Costo fijo de parada del generador i [\$].
SU_i	Límite de rampa de arranque del generador i [MW].
SD_i	Límite de rampa de parada del generador i [MW].
$\overline{rsp}_i$	Capacidad máxima de respuesta de frecuencia [MW].
LF_i	Factor de carga máximo anual [p.u.].
$\alpha_{b,t}^{DSR}$	Factor de disponibilidad de VEs para gestión de carga [p.u.].
η_{EV}	Eficiencia del desplazamiento de carga de VEs [p.u.]
$\alpha_{b,t}^{rsp}$	Factor de participación de VEs en respuesta de frecuencia [p.u.].
$\alpha_{b,t}^{res}$	Factor de participación de VEs en reserva operativa [p.u.].
$\underline{SRP}_t$	Requisito sistémico de respuesta de frecuencia [MW].
$\underline{SRS}_t$	Requisito sistémico de reserva operativa [MW].

Variables

$LS_{b,t}^{out}$	Demanda desplazada de VEs desde la barra b en el periodo t [MW].
$LS_{b,t}^{in}$	Demanda asignada de VEs a la barra b en el periodo t [MW].
$p_{i,t}^G$	Potencia generada por el generador i en el periodo t [MW].
$p_{e,t}^H$	Potencia generada por la central hidroeléctrica de embalse e en el periodo t [MW].
$p_{h,t}^{HR}$	Potencia generada por la central hidroeléctrica de pasada h en el periodo t [MW].
$p_{l,t}^L$	Flujo de potencia de la línea de transmisión existente l en el periodo t [MW].
$p_{l,t}^{L+}$	Flujo de potencia de la línea de transmisión candidata l en el periodo t [MW].

$p_{r,t}^R$	Potencia generada por el generador renovable r en el periodo t [MW].
$p_{s,t}^{PV}$	Potencia generada por el generador solar fotovoltaico s en el periodo t [MW].
$p_{r,t}^{SP}$	Potencia vertida del generador renovable r en el periodo t [MW].
$p_{d,t}^{UD}$	Energía no suministrada asociada a la demanda d en el periodo t [MW].
$p_{w,t}^W$	Potencia generada por el generador eólico w en el periodo t [MW].
v_l	Variable binaria que vale 1 si se construye la línea candidata l , y 0 en caso contrario.
$\theta_{b,t}$	Ángulo de fase en la barra b en el periodo t [rad].
$x_{i,t}$	Variable binaria que vale 1 si el generador i está encendido en el periodo t , y 0 en caso contrario.
$c_{i,t}^u$	Costo de arranque del generador i en el periodo t [\$].
$c_{i,t}^d$	Costo de parada del generador i en el periodo t [\$].
$res_{i,t}^G \geq 0$	Potencia de reserva operativa aportada por el generador i en t [MW].
$rsp_{i,t}^G \geq 0$	Potencia de respuesta de frecuencia aportada por el generador i en t [MW].

Índice general

1	Introducción	1
1.1	Contexto	1
1.2	Objetivo general	3
1.3	Objetivos específicos	3
1.4	Desarrollo y alcances	3
1.5	Estructura de trabajo	3
2	Antecedentes	5
2.1	Revisión del Estado del Arte	5
3	Marco teórico	8
3.1	Planificación de redes de transmisión	8
3.1.1	Clasificación según el horizonte de planificación	9
3.1.2	Clasificación según el modelo de flujo de potencia utilizado	9
3.1.3	Clasificación según el tratamiento de la incertidumbre	10
3.1.4	Métodos de optimización para la planificación de redes de transmisión	11
3.2	<i>Unit Commitment</i>	12
3.2.1	Modelos según objetivo	13
3.2.2	Restricciones del <i>Unit Commitment</i>	13
3.2.3	Técnicas de resolución	14
3.3	Gestión y flexibilidad de la demanda asociada a vehículos eléctricos	15
3.3.1	Estrategias de flexibilidad de la demanda	16
3.3.2	Esquemas de carga de vehículos eléctricos	17
3.4	Requerimientos de seguridad del sistema	18
3.4.1	Respuesta de frecuencia	18
3.4.2	Reservas operativas	18
4	Metodología	20
4.1	Descripción general	20
4.1.1	Modelación de la demanda de vehículos eléctricos	21
4.1.2	Perfiles de generación y parámetros técnicos-económicos	21
4.1.3	Red de transmisión	21
4.1.4	Formulación matemática del modelo TEP	22
5	Caso de estudio	28
5.1	Sistema de prueba utilizado	28
5.2	Perfiles de demanda utilizados	29
5.2.1	Perfil de demanda convencional	30

5.2.2	Perfil de demanda de vehículos eléctricos	30
5.3	Parámetros técnicos y operativos del modelo	32
5.3.1	Parque de generación	33
5.3.2	Parámetros operativos incorporados para el <i>Unit Commitment</i>	34
5.3.3	Red de transmisión	35
5.4	Implementación computacional y resolución del modelo	36
5.5	Escenarios de estudio	37
6	Resultados, análisis y discusión	38
6.1	Escenario de estudio 1: Dmin + VEs	38
6.2	Escenario de estudio 2: Dmin + VEs + GD	42
6.3	Escenario de estudio 3: Dmax + VEs	47
6.4	Escenario de estudio 4: Dmax + VEs + GD	51
6.5	Resumen de resultados	56
7	Conclusiones y trabajo futuro	59
7.1	Conclusiones	59
7.2	Trabajos futuros	61
8	Anexo	66

Índice de figuras

2.1	Resumen de la revisión bibliográfica.	5
3.1	Enfoque estático y dinámico de la planificación de la expansión de la transmisión. . .	9
3.2	Clasificación modelos de TEP a partir del tratamiento de la incertidumbre.	11
3.3	Resumen <i>Unit Commitment</i>	12
3.4	Resumen de estrategias de flexibilidad de la demanda.	16
3.5	Esquema conceptual de los flujos de energía G2V y V2G en vehículos eléctricos. . . .	17
4.1	Metodología para la planificación de redes de transmisión considerando la alta pene- tración de VEs y la flexibilidad de la demanda.	20
5.1	Diagrama ilustrativo del SEN reducido a 42 barras [1].	29
5.2	Perfil de demanda convencional.	30
5.3	Perfil de demanda de los VEs.	31
5.4	Porcentaje de demanda de VEs por región [1].	32
5.5	Generación solar fotovoltaica total.	33
5.6	Generación eólica total.	34
5.7	Diagrama resumen de la implementación computacional y resolución del modelo de TEP.	36
6.1	Porcentaje de generación por tecnología - escenario 1.	40

6.2	Resultados de generación - escenario 1.	41
6.3	Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 1.	42
6.4	Porcentaje de generación por tecnología - escenario 2.	44
6.5	Resultados de generación - escenario 2.	45
6.6	Impacto de la gestión de VEs - escenario 2.	46
6.7	Potencia disponible para reserva operativa - escenario 2.	46
6.8	Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 2.	47
6.9	Porcentaje de generación por tecnología - escenario 3.	49
6.10	Resultados de generación - escenario 3.	50
6.11	Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 3.	51
6.12	Porcentaje de generación por tecnología - escenario 4.	53
6.13	Resultados de generación - escenario 4.	54
6.14	Impacto de la gestión de VEs - escenario 4.	55
6.15	Potencia disponible para reserva operativa - escenario 4.	55
6.16	Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 4.	56

Índice de tablas

4.1	Valores de $\alpha_{b,t}^{DSR}$ por bloque horario.	25
4.2	Valores de $\alpha_{b,t}^{DSR}$ por bloque horario (continuación).	25
5.1	Líneas de transmisión candidatas	35
6.1	Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 1.	38
6.2	Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 1.	39
6.3	Resumen de la Función Objetivo - escenario 1.	39
6.4	Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 1.	40
6.5	Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 2.	42
6.6	Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 2.	43
6.7	Resumen de la Función Objetivo - Escenario 2.	43
6.8	Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 2.	44
6.9	Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 3.	48
6.10	Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 3.	48
6.11	Resumen de la Función Objetivo - Escenario 3.	49
6.12	Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 3.	49
6.13	Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 4.	51
6.14	Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 4.	52
6.15	Resumen de la Función Objetivo - Escenario 4.	52
6.16	Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 4.	53
6.17	Resumen de los resultados de los costos de operación e inversión.	56
6.18	Composición porcentual del costo operativo por escenario.	57
6.19	Resumen carga desplazada y recuperada VEs.	57

6.20	Resultados ENS y vertimiento.	58
6.21	Resultados de cantidad de líneas a invertir.	58
8.1	Líneas de transmisión.	66
8.2	Líneas de transmisión (continuación).	67
8.3	Generadores térmicos.	68
8.4	Generadores térmicos (continuación).	69
8.5	Generadores térmicos (continuación).	70

Introducción

1.1. Contexto

El cambio climático constituye uno de los desafíos más urgentes del siglo XXI, debido a que el uso sostenido de combustibles fósiles y diversos procesos industriales ha incrementado la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera. Esta acumulación ha provocado alteraciones en los patrones climáticos de largo plazo, generando aumentos de temperatura y fenómenos meteorológicos extremos que impactan significativamente a los ecosistemas. Frente a esta problemática, se han impulsado diversos tratados internacionales orientados a mitigar dichos efectos y reducir el impacto ambiental, entre ellos destaca el Acuerdo de París, en el cual se establece que las naciones deben avanzar hacia economías con emisiones netas libres de carbono [2].

Chile ha asumido compromisos concretos para dar cumplimiento a este acuerdo, siendo el principal de ellos alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 [3]. Para ello, el país ha impulsado diversas medidas orientadas a descarbonizar el sector eléctrico, entre las que destacan el retiro gradual de las centrales a carbón y el incremento de la participación de las Energías Renovables Variables (ERV). Estas iniciativas buscan transformar la matriz de generación eléctrica hacia un sistema más limpio, sostenible y con una menor intensidad de emisiones de carbono.

En este escenario, el sector energético cumple un rol fundamental, ya que representa una de las principales fuentes de emisiones tanto a nivel global como nacional [4]. En el caso de Chile, el sector energía es el principal responsable de los GEI, representando un 76 % del total de las emisiones nacionales en el año 2022. En dicho año, las emisiones del sector energético alcanzaron 84.791 kt CO₂eq representando así un aumento del 154 % en comparación con el año 1990 y un incremento del 7,5 % respecto al año 2020. Este aumento se debe principalmente al crecimiento sostenido de la demanda energética, al uso intensivo de las tecnologías a base de carbón y gas natural, además del alto consumo de combustibles fósiles en el transporte terrestre [5].

Frente a este panorama, el sector eléctrico y el sector transporte atraviesan un proceso de convergencia sin precedentes. Por una parte, la descarbonización de la matriz energética avanza mediante la incorporación masiva de ERV. Por otra, la electrificación del consumo impulsa la adopción de vehículos eléctricos (VEs), uno de los cambios tecnológicos más significativos de las últimas décadas.

En este contexto, la electromovilidad surge como una herramienta clave para la descarbonización del transporte [6]. Chile ha promulgado una Estrategia Nacional de Electromovilidad, la cual establece metas ambiciosas, como lograr que el 100 % de las ventas de vehículos livianos y medianos sean cero emisiones para el año 2035, y la totalidad de las ventas del parque automotriz para el año 2045 [7]. Sin embargo, la creciente demanda de VEs plantea desafíos técnicos y económicos significativos para el sistema eléctrico. La carga adicional que representan estos vehículos puede llegar a generar sobrecargas en la infraestructura existente, requiriendo nuevas inversiones tanto en generación como en transmisión [8]. Asimismo, si esta expansión no es considerada de manera adecuada en las etapas de planificación, la alta penetración de VEs podría derivar en un sistema incapaz de satisfacer la demanda futura de manera confiable y eficiente.

Es importante destacar que los impactos de esta masificación no se limitan solo a la congestión de

las líneas. La literatura especializada advierte que una integración no planificada puede provocar desviaciones de voltaje, desequilibrios de carga y un aumento en las pérdidas de energía [9]. Por ello, surge la necesidad de una planificación integrada que considere no solo la expansión física de la red, sino también estrategias de gestión inteligente para mitigar estos efectos adversos [8].

A lo anterior se suma que las ERV, particularmente la generación solar y eólica, presentan una naturaleza variable y, en muchos casos, se ubican geográficamente alejadas de los principales centros de consumo. Esta condición impone mayores exigencias sobre la red de transmisión, tanto por la necesidad de transportar energía desde zonas de alto recurso renovable como por la necesidad de gestionar escenarios de congestión y vertimiento [10]. En consecuencia, la combinación entre una mayor penetración de ERV y el crecimiento de la demanda asociada a los VEs redefine el problema de planificación de la transmisión, al incorporar nuevas interacciones espaciales y temporales entre oferta y demanda.

A diferencia de las cargas convencionales, los VEs poseen una característica distintiva: su flexibilidad. Mediante estrategias de gestión de carga inteligente, e incluso a través de esquemas más avanzados como *Vehicle to Grid* (V2G), estos recursos pueden aportar mayor adaptabilidad a la operación del sistema, contribuyendo a gestionar congestiones, desplazar demanda y reducir peaks de consumo [11]. Incorporar esta flexibilidad en los modelos de planificación es crucial para diseñar una red más robusta y evitar inversiones ineficientes en infraestructura.

Esta capacidad de flexibilidad se sustenta en el hecho de que los vehículos particulares permanecen estacionados aproximadamente el 95 % del tiempo [12], lo que representa un activo inactivo significativo. Al tratarlos como un sistema de almacenamiento móvil distribuido, tecnologías como V2G permiten utilizar las baterías de los VEs para absorber el exceso de generación renovable variable y devolverla a la red cuando se necesite, por ejemplo, durante las horas punta [13].

Por lo mencionado anteriormente es que surge la necesidad de desarrollar herramientas de planificación que permitan evaluar de manera integrada el crecimiento de la electromovilidad, la variabilidad de la generación renovable y los requerimientos operativos del sistema eléctrico. En particular, resulta relevante estudiar cómo la flexibilidad de la demanda de los VEs puede incorporarse en modelos de expansión de la transmisión para apoyar decisiones de inversión más eficientes y consistentes con los objetivos de descarbonización.

En este contexto, la planificación de la expansión de la transmisión (TEP, del inglés *Transmission Expansion Planning*) busca determinar las adiciones de infraestructura en transmisión necesarias para abastecer la demanda futura de forma rentable y segura. No obstante, los modelos tradicionales de TEP deben evolucionar para integrar no solo el volumen de energía que demandarán los VEs, sino también sus patrones temporales y su ubicación geográfica.

Bajo esta perspectiva, el presente trabajo propone un modelo de expansión de la transmisión que incorpora no solo la demanda asociada a una alta penetración de VEs, sino también su flexibilidad operativa, junto con restricciones de *Unit Commitment* (UC) y requerimientos de reserva.

1.2. Objetivo general

Desarrollar un modelo de planificación óptima de redes de transmisión considerando la alta penetración de vehículos eléctricos y la flexibilidad de la demanda.

1.3. Objetivos específicos

- Estudiar los modelos de planificación de redes de transmisión que consideren la integración de vehículos eléctricos y estrategias de flexibilidad de la demanda.
- Seleccionar un enfoque que permita determinar el perfil de consumo y/o de demanda de vehículos eléctricos en sistemas de potencia.
- Formular e implementar un modelo de optimización para la expansión de la transmisión eléctrica que considere la alta penetración de vehículos eléctricos y la flexibilidad de la demanda.
- Analizar los impactos en inversión y operación del sistema eléctrico derivados de la implementación del modelo de planificación óptima de redes de transmisión bajo escenarios de alta penetración de vehículos eléctricos y la flexibilidad de la demanda.
- Evaluar el desempeño del modelo en un caso de estudio que represente el sistema eléctrico nacional, considerando métricas técnico-económicas.

1.4. Desarrollo y alcances

Esta memoria de título se centra en el desarrollo de un modelo de optimización para la expansión de la transmisión que considere explícitamente la alta penetración de vehículos eléctricos y la flexibilidad que estos pueden aportar a la operación del sistema. El objetivo es reducir inversiones en infraestructura y disminuir el vertimiento de energías renovables. Para la validación del modelo propuesto, se utilizará un sistema eléctrico reducido de 42 barras representativo del sistema eléctrico nacional (SEN) de Chile.

El horizonte temporal de evaluación de la operación considerará 4 días representativos, uno por cada estación del año, con resolución horaria de 96 horas en total. Desde el punto de vista operativo, el modelo incluirá restricciones de UC, así como también requerimientos dinámicos de reserva operativa y respuesta de frecuencia.

En cuanto a las limitaciones, la red se modelará utilizando una aproximación de flujos de potencia en corriente continua (DC), omitiendo análisis de potencia reactiva, pérdidas de transmisión y problemas de estabilidad transitoria, dado que el enfoque principal es la planificación estática de largo plazo y el balance tecno-económico.

1.5. Estructura de trabajo

El presente trabajo de memoria se organiza en siete capítulos, complementados por una sección de anexos con información técnica detallada. La estructura del documento se describe a continuación.

El capítulo 1 presenta la introducción del trabajo, incluyendo la motivación, los objetivos, los alcances y la estructura general del documento.

El capítulo 2 presenta una revisión bibliográfica detallada sobre el estado del arte de los problemas de TEP que consideran la integración de VEs. Asimismo, se analiza la normativa chilena vigente y la evolución reciente del sistema eléctrico frente a la creciente penetración de energías renovables.

El capítulo 3 desarrolla el marco teórico necesario para la comprensión del modelo propuesto, incluyendo la formulación de flujos de potencia en DC, los principios del UC, las estrategias de flexibilidad de la demanda y requerimientos dinámicos de seguridad operativa considerados.

El capítulo 4 describe la metodología realizada en este trabajo y se presenta la formulación matemática del problema de programación lineal entera mixta (MILP, del inglés *Mixed-Integer Linear Programming*).

El capítulo 5 describe el caso de estudio propuesto en este trabajo, donde se expone el sistema de prueba utilizado, se explica el proceso de construcción de los perfiles de demanda de los VEs.

El capítulo 6 expone y analiza los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas. Se evalúan los impactos técnico-económicos de la gestión de carga de los VEs y la expansión óptima de la transmisión resultante.

Por último, el capítulo 7 presenta las conclusiones de este trabajo evaluando el cumplimiento de los objetivos planteados y proponiendo recomendaciones para trabajo futuro.

Antecedentes

En este capítulo se presenta una revisión bibliográfica del estado del arte en relación con los modelos de TEP que consideren la integración de VEs y su capacidad de gestión de la demanda, además de la incorporación de requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia. El objetivo de este capítulo es establecer el marco de referencia sobre el cual se construye la presente memoria.

2.1. Revisión del Estado del Arte

La revisión bibliográfica de este trabajo se enfoca en cuatro tópicos fundamentales. En primer lugar, se analiza la planificación de redes de transmisión, abordando sus objetivos, principales enfoques de modelación, criterios de clasificación y métodos de optimización utilizados para su resolución. Luego, se estudia la flexibilidad de la demanda asociada a la integración de VEs.

Posteriormente, se revisan los fundamentos del UC, para así poder representar el problema de asignación de unidades, por último, se estudian los requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia, para así poder mantener la seguridad y confiabilidad del sistema ante variaciones de demanda, incertidumbre ocasionada por las ERV y los nuevos patrones de consumo asociados a los VEs. En la Figura 2.1 se muestra de manera esquemática un resumen de la revisión bibliográfica.



Figura 2.1: Resumen de la revisión bibliográfica.

A nivel nacional, el modelamiento de la red de transmisión considerando la incorporación de nuevas tecnologías ha sido objeto de estudio en trabajos recientes. En [14] y [1] se analiza el impacto de la adopción masiva de VEs en la TEP, mediante la aplicación de un modelo de optimización lineal sobre un sistema reducido representativo del SEN de Chile. En estos trabajos, el modelo permite optimizar las líneas de transmisión a construir, la capacidad de generación, los impuestos asociados a las emisiones y la energía no suministrada.

De manera particular, en [1] se incorpora la gestión de la demanda de los VEs, considerando aspectos como la cantidad de VEs, los horarios de carga, el consumo promedio y el porcentaje de participación en esquemas de carga inteligente. Esto permite evaluar el efecto de la flexibilidad de la demanda sobre las decisiones de inversión y operación del sistema eléctrico.

Existen diversos métodos de resolución para este tipo de problemas de optimización. En [14] y [1] se utiliza una formulación MILP. Este enfoque permite obtener soluciones óptimas globales dentro del espacio de búsqueda definido. Su aplicación se basa en una aproximación lineal de las leyes de Kirchhoff de corriente y tensión, correspondiente al modelo de flujo de potencia DC. Esta representación no considera las pérdidas asociadas a la transmisión de energía ni el flujo de potencia reactiva [15].

A pesar de estas simplificaciones, el modelo DC permite reducir significativamente la complejidad computacional del problema, lo que resulta especialmente conveniente en estudios de planificación de largo plazo y de mayor escala [16].

Por otro lado, a diferencia de la demanda convencional, la carga de los VEs puede desplazarse en el tiempo, ya que estos permanecen estacionados durante gran parte del día. Es por esto que los VEs pueden considerarse no solo como una demanda adicional, sino también como un recurso flexible capaz de adaptar su consumo según las condiciones del sistema eléctrico [11].

En [11] se estudian dos esquemas de carga para los VEs: la carga no inteligente y la carga inteligente. La carga no inteligente, corresponde al caso en que los vehículos comienzan a cargar inmediatamente después de conectarse a la red, sin considerar el estado operativo del sistema ni los precios de la energía. Este comportamiento puede aumentar los peaks de demanda, generar congestiones en la red y provocar mayores requerimientos de inversión en infraestructura eléctrica, especialmente cuando la carga se concentra en horarios de alta demanda [14].

Por otra parte, la carga inteligente permite gestionar el consumo de los VEs mediante el desplazamiento de la demanda hacia horarios más convenientes para el sistema. En este esquema, la carga puede programarse considerando criterios como menor demanda convencional, mayor disponibilidad de ERV, menores costos de operación o menor congestión en la red. De esta manera, la flexibilidad de los VEs puede contribuir a reducir costos operativos, disminuir el vertimiento de energías renovables y mejorar el uso de la infraestructura existente [14].

Dentro de los esquemas de carga inteligente también se encuentran enfoques más avanzados, como la tecnología V2G. En [13], [17] y [18] se estudia esta tecnología, la cual permite el intercambio bidireccional de energía entre los VEs y la red eléctrica. Bajo este concepto, las baterías de los vehículos pueden actuar como unidades distribuidas de almacenamiento, entregando energía o servicios auxiliares en determinados periodos de operación [13].

Por otro lado, en la literatura se pueden encontrar distintas formulaciones para abordar el problema de UC. En [19] y [20] se presentan dos enfoques distintos para su resolución. En [19] se propone un modelo Clustered Unit Commitment (CUC), en el cual las variables binarias de compromiso asociadas a unidades generadoras idénticas o similares se agrupan en un clúster. De esta manera, dichas unidades son representadas mediante una variable entera, reduciendo significativamente la cantidad de variables binarias del modelo. Este enfoque ha sido utilizado recientemente para integrar

restricciones de flexibilidad en problemas de planificación de la expansión de la generación.

En [20] se presenta una formulación lineal entera mixta para el problema de UC, la cual requiere una menor cantidad de variables binarias en comparación con otras formulaciones utilizadas en la literatura. Esta formulación permite representar de manera precisa aspectos operativos relevantes, tales como los costos de arranque, los límites de rampa, los tiempos mínimos de encendido y apagado, y las condiciones de operación de las unidades generadoras.

En [21] se presentan las restricciones que modelan la reserva operativa y respuesta en frecuencia. Estos servicios complementarios tienen una gran relevancia en los sistemas eléctricos con alta penetración de ERV y nuevas demandas flexibles, ya que, a medida que aumenta la participación de generación renovable y se electrifican nuevos consumos, los requerimientos de reserva y flexibilidad del sistema tienden a incrementarse, esto se ocasiona principalmente por la incertidumbre generada a partir de las ERV.

Tradicionalmente, estos servicios han sido provistos por unidades de generación convencional. Sin embargo, en sistemas con mayores niveles de flexibilidad, también pueden participar otros recursos, como sistemas de almacenamiento y respuesta de la demanda [21]. En particular, la demanda flexible asociada a los VEs puede contribuir a estos requerimientos mediante la modificación temporal de sus perfiles de carga, reduciendo consumo en ciertos periodos o desplazándolo hacia horarios más convenientes para el sistema. De esta forma, los VEs pueden ayudar a la provisión de servicios complementarios.

En [21] se propone una formulación en la que los requerimientos de respuesta de frecuencia y reserva operativa deben ser satisfechos mediante la contribución conjunta de generadores, almacenamiento y respuesta de demanda. Este enfoque resulta relevante para el presente trabajo, ya que permite representar a los VEs no solo como una demanda adicional, sino también como un recurso flexible capaz de aportar a la seguridad operativa del sistema.

Finalmente, el presente trabajo de titulación utiliza como caso de estudio el mismo sistema reducido del SEN empleado en [1], tomando como base el modelo de planificación propuesto en dicha investigación. A partir de este modelo, se modifican las restricciones asociadas a la flexibilidad de la demanda de los VEs, se incorporan restricciones de UC, reserva operativa y respuesta de frecuencia. De esta manera, se busca obtener un modelo más robusto, capaz de evaluar de forma más completa los impactos técnicos y económicos que conlleva la alta penetración de VEs en la expansión de la red de transmisión.

Marco teórico

En este capítulo se exponen los fundamentos teóricos que sustentan el modelo de optimización desarrollado en el presente trabajo de título. Se abordan los conceptos físicos y matemáticos de la planificación de redes de transmisión, el problema de UC, las estrategias de flexibilidad de demanda y, finalmente, los criterios de seguridad operativa del sistema eléctrico.

3.1. Planificación de redes de transmisión

La TEP corresponde al proceso mediante el cual se determinan las inversiones necesarias en infraestructura de transmisión eléctrica, tales como nuevas líneas, circuitos adicionales o refuerzos de red. Su propósito es satisfacer el crecimiento futuro de la demanda, permitir la integración de nueva generación y mantener condiciones adecuadas de seguridad, confiabilidad y eficiencia económica en el sistema eléctrico [22].

Si bien los objetivos generales de la TEP se orientan a abastecer la demanda creciente de electricidad, garantizar la confiabilidad del sistema y minimizar los costos asociados a la expansión y operación de la red, los cambios recientes del sector energético han introducido nuevos desafíos para este proceso. Entre estos cambios destacan la incorporación masiva de ERV y la electrificación de nuevos consumos [23]. Estos elementos incorporan nuevas fuentes de incertidumbre en la planificación, tales como las proyecciones de demanda, ubicación futura de la generación, disponibilidad de recursos renovables y patrones climáticos que afectan a la producción energética [24].

El horizonte de planificación de la TEP puede abarcar desde algunos años hasta varias décadas, lo que incrementa la complejidad matemática del problema [25]. Desde el punto de vista de la optimización, la TEP suele formularse como un problema de programación no lineal entera mixta (MINLP, del inglés *Mixed-integer nonlinear programming*), debido a la presencia de decisiones discretas de inversión y restricciones no lineales asociadas a la operación del sistema eléctrico. En términos generales, estos modelos se estructuran a partir de dos componentes principales: una función objetivo y un conjunto de restricciones físicas, técnicas y operativas [26].

La función objetivo puede variar según el enfoque adoptado en cada estudio. No obstante, en la mayoría de las formulaciones se busca minimizar los costos totales del sistema, los cuales pueden incluir costos de inversión en líneas de transmisión, costos de operación, costos asociados a congestión, penalizaciones por energía no suministrada y costos vinculados al vertimiento de generación renovable [1].

Los modelos de planificación de redes de transmisión pueden clasificarse según distintos criterios, dependiendo del enfoque adoptado para representar el sistema eléctrico y sus condiciones futuras. Entre las clasificaciones más utilizadas se encuentran aquellas asociadas al tratamiento de la incertidumbre, el horizonte temporal de planificación, el tipo de flujo de potencia considerado y el método de resolución empleado.

3.1.1. Clasificación según el horizonte de planificación

Según el horizonte temporal considerado, la TEP tradicionalmente se clasifica en dos categorías principales: modelos estáticos y modelos dinámicos [26], [27] y [28]. Estas se describen a continuación.

- Modelo estático: no considera explícitamente etapas intermedias dentro del horizonte de planificación. En este enfoque, el plan óptimo de expansión se determina para un único período de análisis, por lo que todas las nuevas líneas o refuerzos de transmisión seleccionados deben estar disponibles desde el inicio del horizonte de planificación.
- Modelo dinámico: considera múltiples etapas o años intermedios dentro del horizonte de evaluación. Este enfoque permite secuenciar las inversiones en el tiempo, decidiendo en qué año o subperíodo resulta técnica y económicamente más conveniente construir cada nueva línea o refuerzo de transmisión.

En la Figura 3.1 se ilustran ambos enfoques de planificación según el horizonte temporal considerado.

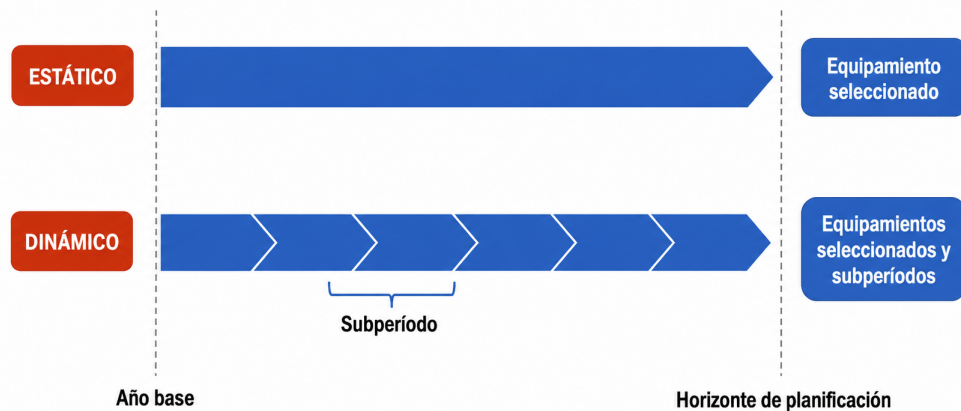


Figura 3.1: Enfoque estático y dinámico de la planificación de la expansión de la transmisión.

3.1.2. Clasificación según el modelo de flujo de potencia utilizado

Los modelos de TEP también pueden clasificarse según la representación utilizada para los flujos de potencia en la red. En [26] y [27], se distinguen dos enfoques: el modelo AC y el modelo DC.

- Modelo AC: representa de manera más completa el comportamiento físico del sistema eléctrico, ya que considera flujos de potencia activa y reactiva, magnitudes de tensión, ángulos de fase y pérdidas eléctricas. Su principal ventaja es que permite realizar una planificación más detallada, no obstante, su formulación es no lineal exigiendo un esfuerzo computacional mayor, lo que dificulta su aplicación en sistemas de gran escala o en estudios de planificación de largo plazo.
- Modelo DC: corresponde a una aproximación lineal del modelo AC. Este modelo se basa en una serie de simplificaciones, tales como asumir magnitudes de tensión constantes, diferencias

angulares pequeñas entre barras, despreciar la resistencia de las líneas y no considerar la potencia reactiva. Bajo estos supuestos, el flujo de potencia activa puede representarse mediante ecuaciones lineales, reduciendo significativamente la complejidad del problema. Gracias a ello, el modelo DC permite formular problemas de planificación como modelos MILP, requiriendo un menor esfuerzo computacional. No obstante, su principal limitación es que no representa la potencia reactiva ni las pérdidas de potencia de forma explícita, lo que reduce la precisión del análisis respecto al modelo AC.

3.1.3. Clasificación según el tratamiento de la incertidumbre

Según la forma en que se representa la incertidumbre en los sistemas eléctricos, los enfoques de TEP pueden clasificarse en tres categorías principales [27], las cuales se describen a continuación.

- **Modelo determinista:** considera que todos los parámetros de entrada, tales como la demanda futura, la capacidad de generación, los costos de inversión y operación, la infraestructura existente y las condiciones técnicas del sistema, son conocidos y permanecen fijos durante el horizonte de análisis. Este tipo de modelo entrega una solución única, orientada a minimizar los costos del sistema y satisfacer las restricciones técnicas establecidas.
- **Modelo probabilístico:** incorpora la incertidumbre mediante variables aleatorias representadas a través de funciones de distribución de probabilidad. A partir de estas distribuciones es posible construir distintos escenarios de planificación, permitiendo modelar factores estocásticos como la variabilidad de la generación eólica y solar, el crecimiento de la demanda o la disponibilidad de recursos energéticos.
- **Modelo bajo incertidumbre estricta:** se emplea cuando existen parámetros inciertos que no pueden ser representados adecuadamente mediante distribuciones de probabilidad, generalmente debido a la falta de información histórica o a la naturaleza impredecible del fenómeno analizado. Algunos ejemplos corresponden a cambios abruptos en la regulación, disrupciones tecnológicas, variaciones imprevistas en el precio internacional de combustibles o modificaciones estructurales en el comportamiento de la demanda. Este tipo de enfoque busca entregar soluciones que sean robustas frente a condiciones futuras desconocidas.

En la Figura 3.2 se presenta un cuadro resumen de los distintos enfoques que puede adoptar la TEP bajo incertidumbre.

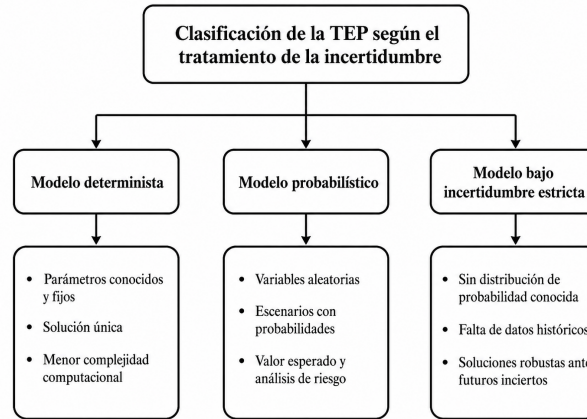


Figura 3.2: Clasificación modelos de TEP a partir del tratamiento de la incertidumbre.

3.1.4. Métodos de optimización para la planificación de redes de transmisión

La toma de decisiones en la expansión de redes de transmisión requiere de herramientas computacionales capaces de resolver las formulaciones matemáticas descritas anteriormente. En la literatura, las técnicas de resolución empleadas se agrupan en tres: métodos matemáticos, métodos heurísticos y métodos híbridos. A continuación se define cada método.

- **Métodos matemáticos:** los métodos matemáticos de optimización buscan obtener un plan de expansión óptimo a partir de una formulación explícita del problema. La TEP se representa a partir de una función objetivo, sujeta a un conjunto de restricciones técnicas, económicas y operativas. Entre las técnicas más utilizadas se encuentran la programación lineal, programación no lineal, programación dinámica y programación lineal entera mixta [28]. Estos métodos tienen como principal ventaja la obtención de soluciones precisas y bajo tiempo de resolución, sin embargo, su complejidad aumenta considerablemente en sistemas de gran escala o cuando se incorporan restricciones no lineales y variables discretas.
- **Métodos heurísticos:** resuelven el problema de planificación mediante procedimientos iterativos que generan, evalúan y seleccionan alternativas de expansión con base en reglas empíricas, criterios lógicos o índices de sensibilidad. Estos métodos son simples de implementar y no requieren formular completamente el sistema como un problema matemático de optimización. Sin embargo, sus soluciones son aproximadas, que además pueden presentar un alto tiempo de simulación [28].
- **Métodos híbridos:** Estos métodos combinan distintas técnicas de optimización, con el fin de aprovechar las fortalezas de cada enfoque. En la TEP se utilizan para encontrar soluciones a sistemas complejos, especialmente cuando existen múltiples objetivos o restricciones no lineales. Entre los métodos más utilizados se encuentran los algoritmos basados en enjambre de partículas, algoritmos de colonia de abejas, entre otros [28].

El modelo TEP se formulará como un problema MILP, ya que este enfoque permite incorporar decisiones discretas de inversión, como la construcción de líneas candidatas, manteniendo una formulación computacionalmente viable y orientada a la obtención de soluciones óptimas dentro del espacio de búsqueda definido.

El modelo adopta un horizonte de planificación estático, por lo que no incorpora decisiones intermedias de inversión. Además, se utiliza una aproximación de flujo de potencia DC, para así reducir la complejidad matemática del problema y facilitar su integración con restricciones operativas adicionales. Finalmente, se adopta un enfoque determinista, ya que los escenarios de operación, perfiles de demanda, disponibilidad renovable y parámetros técnicos del sistema son definidos previamente como datos de entrada del modelo de optimización.

3.2. *Unit Commitment*

El UC es un problema de optimización utilizado para determinar qué unidades generadoras deben estar encendidas o apagadas durante un horizonte temporal determinado. Su objetivo principal es satisfacer la demanda eléctrica proyectada de manera segura y económica, considerando las restricciones técnicas y operativas de las unidades generadoras [29].

La importancia del UC en la operación de los sistemas eléctricos radica en su capacidad para coordinar de manera económica y segura el funcionamiento de las unidades generadoras. Este problema permite minimizar los costos operativos, incluyendo costos de producción, arranque y parada, al mismo tiempo que respeta las restricciones técnicas de las unidades, tales como límites de capacidad, rampas de subida y bajada, tiempos mínimos de encendido y apagado, y requerimientos de reserva giratoria [30]. Además, el UC resulta fundamental en sistemas con alta penetración de energías renovables, ya que permite gestionar la variabilidad de estos recursos y mantener la seguridad del suministro. En mercados eléctricos competitivos, también puede emplearse para apoyar la toma de decisiones orientadas a maximizar beneficios según los precios esperados de la energía.

En la Figura 3.3 se resumen los principales elementos asociados al problema de UC.

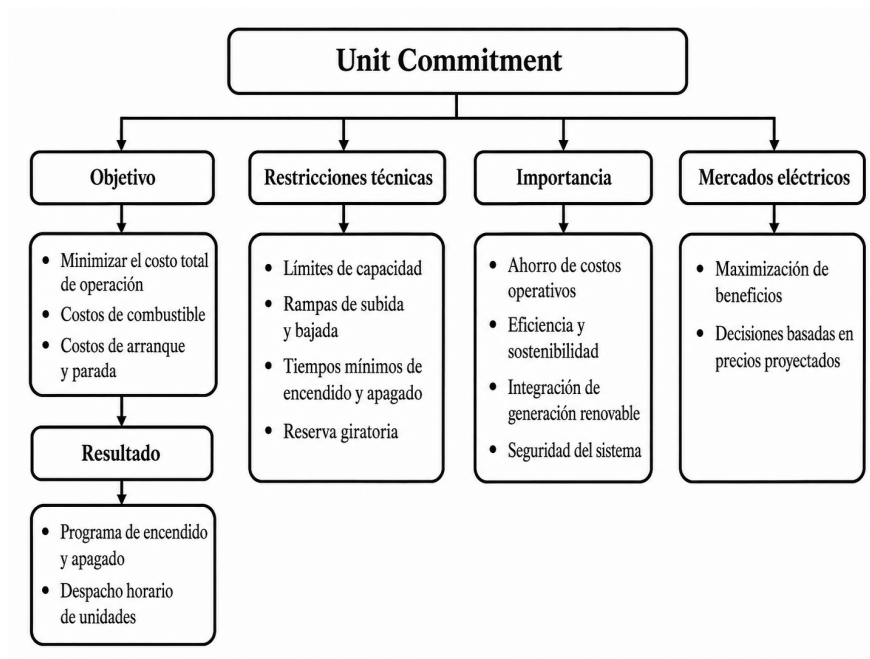


Figura 3.3: Resumen *Unit Commitment*.

En la TEP, la incorporación del UC permite representar de manera más detallada la operación del parque generador dentro del modelo de planificación. Esto resulta relevante, ya que las decisiones

de inversión en transmisión no dependen únicamente de la demanda y de la capacidad de las líneas, sino que también de la disponibilidad y restricciones operativas de las unidades generadoras. En sistemas con alta penetración de ERV y demanda flexible, el UC permite capturar efectos como la necesidad de encender unidades térmicas, cumplir rampas de operación, mantener reservas y responder a variaciones temporales de generación y demanda.

Las formulaciones para la resolución del problema de UC han evolucionado a lo largo del tiempo, desde métodos matemáticos tradicionales hasta enfoques basados en programación entera. Esta evolución ha permitido adaptar el UC a distintos entornos operativos, estructuras de mercado y niveles de incertidumbre asociados a la generación y la demanda. A continuación, se describen las principales formulaciones y enfoques del UC, considerando lo presentado en [21] y [30].

3.2.1. Modelos según objetivo

Dependiendo del tipo de sistema eléctrico, la estructura de mercado y el propósito del estudio, el objetivo de la formulación del UC puede variar. Entre los enfoques más comunes se encuentran los siguientes:

- Minimización de costos: corresponde a la formulación clásica del UC, su objetivo es minimizar el costo total de operación del sistema. Este costo generalmente incluye los costos de producción, arranque y parada de las unidades generadoras, asegurando al mismo tiempo el abastecimiento de la demanda y el cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema.
- Maximización de beneficios: tiene como objetivo maximizar el beneficio económico de las empresas generadoras. A diferencia del enfoque tradicional, la satisfacción de toda la carga horaria puede no ser una restricción obligatoria si no resulta económicamente conveniente. Este enfoque es utilizado principalmente en mercados eléctricos desregulados.
- Entorno estocástico: este enfoque incorpora la incertidumbre en la función objetivo o en las restricciones del problema, permitiendo representar variaciones en la demanda, disponibilidad de generación renovable u otros parámetros inciertos. Su aplicación resulta especialmente relevante en sistemas con alta penetración de ERV, donde la variabilidad e incertidumbre de la generación solar y eólica afectan directamente la operación del sistema.
- Seguridad del sistema: esta formulación incorpora restricciones adicionales orientadas a garantizar una operación segura y confiable del sistema eléctrico. Entre ellas pueden incluirse restricciones de flujo de potencia, límites de tensión en las barras, reservas operativas y criterios de seguridad ante contingencias.

3.2.2. Restricciones del *Unit Commitment*

Independientemente del algoritmo o técnica de resolución utilizada, la mayoría de las formulaciones de UC deben satisfacer un conjunto de restricciones técnicas y operativas asociadas al funcionamiento de las unidades generadoras. En [21], [30], [31] y [32] se describen algunas de las principales restricciones consideradas en este tipo de problemas.

- Límites de generación: definen la potencia mínima y máxima que puede entregar cada unidad generadora cuando se encuentra en operación. La potencia mínima representa el nivel mínimo

necesario para mantener una operación estable, mientras que la potencia máxima corresponde al límite superior de generación impuesto por razones técnicas, térmicas, mecánicas o de seguridad.

- Costos de arranque: representan los costos asociados al proceso de encendido de una unidad generadora para conectarla al sistema. Estos costos pueden depender del tipo de tecnología, tiempo que la unidad ha permanecido apagada y de las condiciones térmicas previas al arranque.
- Costos de parada: corresponden a los costos asociados al proceso de desconexión de una unidad generadora. Estos costos pueden estar relacionados con consumo adicional de combustible, procesos de enfriamiento, desgaste mecánico y otros efectos operativos derivados de la detención de la unidad.
- Límites de rampa de subida: establecen el máximo incremento de potencia que una unidad generadora puede realizar entre dos períodos consecutivos. Esta restricción asegura que los cambios en la generación respeten las limitaciones físicas y mecánicas de la unidad.
- Límites de rampa de bajada: establecen la máxima reducción de potencia permitida entre dos períodos consecutivos. Al igual que la rampa de subida, esta restricción limita las variaciones rápidas de generación para mantener una operación técnicamente factible.
- Tiempo mínimo de encendido: corresponde al número mínimo de períodos que una unidad debe permanecer en operación una vez que ha sido encendida. Esta restricción evita ciclos de encendido y apagado demasiado frecuentes, los cuales pueden generar mayores costos y desgaste en los equipos.
- Tiempo mínimo de apagado: define el número mínimo de períodos que una unidad debe permanecer fuera de servicio una vez que ha sido apagada. Esta condición permite representar limitaciones térmicas y operativas asociadas al proceso de enfriamiento y posterior disponibilidad de la unidad.
- Límite de energía anual: restringe la energía total que una unidad generadora puede producir durante un horizonte de análisis determinado. Esta restricción suele utilizarse en estudios de planificación de largo plazo para representar limitaciones asociadas a disponibilidad de combustible, mantenimiento, restricciones ambientales o factores de utilización anual.

3.2.3. Técnicas de resolución

Las técnicas de resolución del problema de UC pueden clasificarse en tres categorías principales: técnicas convencionales, técnicas heurísticas y técnicas híbridas. Cada una de ellas presenta ventajas y limitaciones en términos de precisión, tiempo de simulación, escalabilidad y capacidad para representar restricciones operativas complejas.

- Técnicas convencionales: dentro de las técnicas convencionales, la formulación MILP destaca por su capacidad para obtener soluciones óptimas dentro del espacio de búsqueda definido. Dentro de este enfoque existen distintas variantes, como MILP-3, que utiliza tres conjuntos de variables binarias para representar los estados de encendido, arranque y parada de las unidades, y MILP-UC, una formulación más eficiente que reduce el número de variables binarias al emplear un único conjunto por unidad generadora y período de tiempo.

Por otra parte, la Relajación Lagrangiana (LR, del inglés *Lagrangian Relaxation*) ha sido ampliamente utilizada debido a su capacidad para descomponer problemas de gran escala en subproblemas más simples. Sin embargo, debido a la naturaleza no convexa del UC, este método suele requerir procedimientos heurísticos adicionales para recuperar soluciones factibles, lo que puede derivar en soluciones subóptimas. Asimismo, la Programación Dinámica (DP, del inglés *Dynamic Programming*) permite evaluar decisiones secuenciales en múltiples etapas, aunque su aplicación a sistemas de gran tamaño puede verse limitada por sus altos requerimientos de memoria y tiempo de resolución.

- Técnicas heurísticas: los métodos heurísticos buscan obtener soluciones factibles mediante reglas de búsqueda, procedimientos iterativos o mecanismos inspirados en fenómenos naturales. Dentro de este grupo destacan los algoritmos genéticos, los cuales emulan procesos de evolución biológica para explorar el espacio de soluciones y mejorar progresivamente la calidad de los resultados. También se encuentran enfoques como la programación evolutiva y el recocido simulado, que permiten realizar una exploración amplia del espacio de búsqueda y reducir la probabilidad de quedar atrapados en óptimos locales.

Estas técnicas presentan una mayor flexibilidad para abordar problemas complejos, no lineales o de gran escala. No obstante, generalmente no garantizan optimalidad global y su desempeño depende de la adecuada selección de parámetros, criterios de convergencia y estrategias de búsqueda. Además, herramientas como las redes neuronales artificiales pueden utilizarse de forma complementaria en tareas de predicción, como el pronóstico de demanda o generación renovable, apoyando la construcción de escenarios de entrada para el problema de UC.

- Técnicas híbridas: las técnicas híbridas combinan métodos convencionales con enfoques heurísticos o metaheurísticos, con el objetivo de aprovechar las ventajas de cada metodología. Este tipo de enfoque resulta útil en problemas de UC de gran escala, especialmente cuando se incorporan altos niveles de incertidumbre, restricciones operativas detalladas o una gran cantidad de unidades generadoras. Su principal ventaja es que puede mejorar el equilibrio entre calidad de solución y tiempo computacional. Sin embargo, al igual que los métodos heurísticos, su desempeño depende de la configuración del algoritmo y no siempre garantiza la obtención de una solución óptima global.

Por último, es importante mencionar que el UC combina variables binarias y continuas. Las variables binarias representan el estado operativo de cada unidad generadora, indicando si esta se encuentra encendida o apagada en cada período de tiempo. Por otro lado, las variables continuas representan la potencia generada por cada unidad, así como también sus posibles aportes a servicios complementarios, tales como reserva operativa o respuesta de frecuencia.

3.3. Gestión y flexibilidad de la demanda asociada a vehículos eléctricos

La operación de los sistemas eléctricos de potencia se ha basado tradicionalmente en un esquema donde la generación debe ajustarse continuamente a las variaciones de la demanda. Sin embargo, en los últimos años la alta penetración de ERV y la electrificación de nuevos consumos han introducido mayores niveles de variabilidad e incertidumbre en el balance operativo del sistema. En este contexto, la gestión de la demanda (DSM, del inglés *Demand Side Management*) surge como una herramienta operativa que permite complementar este paradigma, incorporando la capacidad de adaptar el consumo eléctrico a las condiciones del sistema.

3.3.1. Estrategias de flexibilidad de la demanda

Dentro de los programas de DSM existen distintas estrategias orientadas a modificar el perfil de consumo de los usuarios. Estas estrategias buscan mejorar la eficiencia operativa del sistema, reducir la congestión de la red, disminuir los máximos de demanda y favorecer el aprovechamiento de la generación renovable disponible [33]. Entre las estrategias más utilizadas se encuentran el peak shaving, valley filling y load shifting. En la Figura 3.4 se presenta un esquema resumen de las principales características y objetivos asociados a cada una de estas estrategias.

- *Peak Shaving*: consiste en reducir la demanda durante los períodos de mayor consumo. Su objetivo principal es suavizar los peaks de consumo para evitar cargos por demanda máxima y reducir el estrés en la infraestructura de la red [33], [34].
- *Valley Filling*: consiste en aumentar el consumo de energía durante los períodos de baja demanda o alta disponibilidad de ERV. Tiene como objetivo crear una curva de carga más plana y aprovechar las horas en que la energía es más barata o sobra en el sistema [35].
- *Load Shifting*: combina las estrategias anteriores trasladando parte del consumo desde períodos de alta demanda hacia períodos de menor demanda o mayor generación de ERV [33]. De esta manera, el consumo total de energía puede mantenerse aproximadamente constante, pero se modifica su distribución temporal para mejorar la operación del sistema.

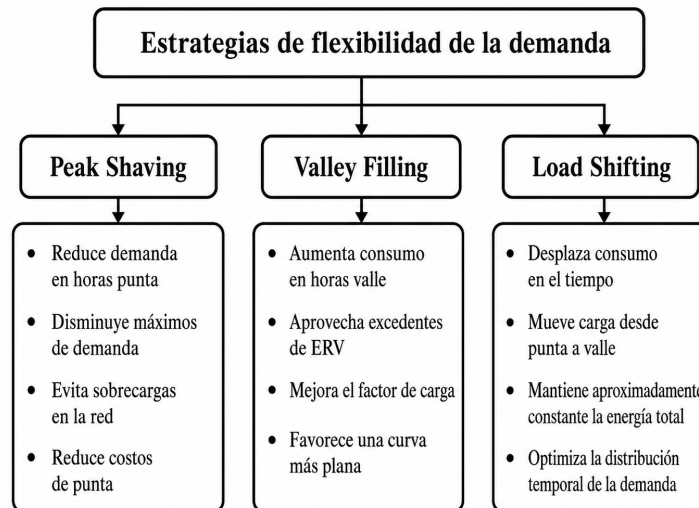


Figura 3.4: Resumen de estrategias de flexibilidad de la demanda.

En el caso de los VEs, la DSM consiste en un conjunto de estrategias orientadas a modificar sus patrones de consumo eléctrico, con el objetivo de desplazar la carga hacia períodos más convenientes para el sistema y contribuir a una curva de demanda más eficiente [36]. Esta flexibilidad se explica porque los VEs permanecen estacionados durante gran parte del día, por lo que su proceso de carga puede ser gestionado temporalmente sin afectar necesariamente la disponibilidad del VE para el usuario. En este sentido, los VEs pueden ser considerados no solo como una carga adicional, sino también como recursos energéticos móviles capaces de desplazar su consumo e incluso, devolver energía a la red mediante esquemas de carga bidireccionales [37].

3.3.2. Esquemas de carga de vehículos eléctricos

La forma en que se realiza la carga de los VEs es determinante para evaluar su impacto sobre el sistema eléctrico. En términos generales, la literatura distingue entre esquemas de carga no inteligente, carga inteligente y esquemas bidireccionales como el V2G [38]. Estos enfoques se diferencian principalmente por el grado de coordinación existente entre el proceso de carga de los vehículos y las condiciones operativas del sistema. A continuación, se describen los esquemas de carga mencionados.

- Carga no inteligente: corresponde al escenario en que el usuario conecta su VE y la carga comienza de manera inmediata, hasta que la batería alcanza el nivel requerido o el vehículo es desconectado [36]. Este tipo de carga puede aumentar los máximos de demanda, ya que la conexión de los VEs suele coincidir con horarios de alto consumo eléctrico.
- Carga inteligente: corresponde a una estrategia de gestión de la demanda en la cual el proceso de carga es supervisado y controlado con el objetivo de optimizar el consumo de energía. En este esquema, el VE no necesariamente comienza a cargarse apenas se conecta, sino que el sistema puede decidir el momento más conveniente para iniciar o modificar la carga [38]. Su objetivo es desplazar el consumo hacia períodos de menor demanda, menor congestión o mayor disponibilidad de ERV. De esta manera, la carga inteligente puede contribuir a aplanar la curva de demanda y mejorar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico [36].
- *Vehicle to Grid*: el V2G corresponde a una interacción bidireccional de potencia entre los VEs y la red eléctrica. A diferencia de los esquemas de carga convencionales o de carga inteligente unidireccional, donde la energía fluye desde la red hacia el VE, el V2G permite que la energía almacenada en la batería del vehículo pueda ser inyectada nuevamente a la red cuando el sistema lo requiera [36]. Bajo este esquema, los VEs pueden actuar como sistemas distribuidos de almacenamiento de energía, aportando electricidad durante períodos de alta demanda, apoyando estrategias de reducción de punta y contribuyendo al balance del sistema frente a la incertidumbre asociada a las ERV.

En la Figura 3.5 se presenta un esquema conceptual de los flujos bidireccionales de energía entre la red eléctrica y el vehículo eléctrico, distinguiendo los modos de operación G2V y V2G anteriormente descritos.

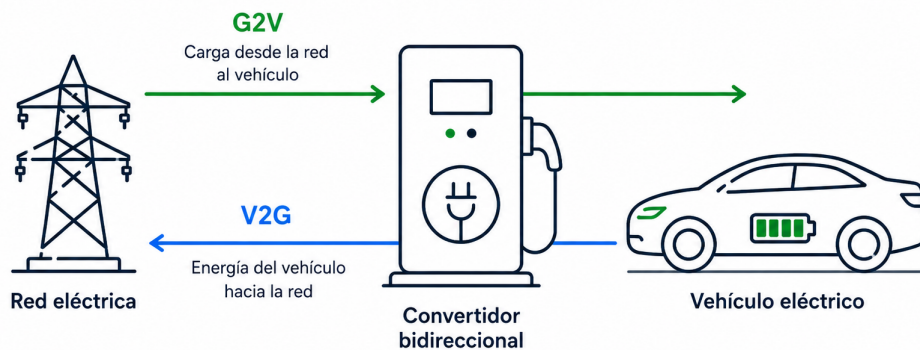


Figura 3.5: Esquema conceptual de los flujos de energía G2V y V2G en vehículos eléctricos.

3.4. Requerimientos de seguridad del sistema

La operación de los sistemas eléctricos de potencia no solo requiere satisfacer el balance entre generación y demanda en cada período de operación, sino también disponer de recursos suficientes para enfrentar perturbaciones imprevistas, contingencias y variaciones en la generación o el consumo [39]. En sistemas con alta penetración de ERV, estos requerimientos adquieren mayor relevancia debido a la incertidumbre y variabilidad asociadas a la generación eólica y solar.

En este contexto, los requerimientos de seguridad operativa permiten asegurar que el sistema cuente con capacidad de respuesta suficiente para mantener la continuidad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Dentro de estos requerimientos destacan las reservas operativas y la respuesta de frecuencia, las cuales permiten compensar desbalances entre generación y demanda en distintas escalas temporales [21]. Mientras la respuesta de frecuencia actúa en horizontes cortos para contener desviaciones rápidas de frecuencia, las reservas operativas permiten sostener el balance del sistema en períodos posteriores a una perturbación. A continuación, se realiza una descripción de estos requerimientos de seguridad.

3.4.1. Respuesta de frecuencia

La respuesta de frecuencia corresponde a la capacidad del sistema eléctrico para contener y recuperar la frecuencia de la red frente a un desbalance repentino entre generación y demanda [40]. A diferencia de las reservas operativas, que pueden actuar en escalas temporales más amplias, la respuesta de frecuencia opera en horizontes de tiempo más cortos, desde segundos hasta minutos, dependiendo del tipo de servicio considerado. Su objetivo principal es contener la desviación de frecuencia posterior a una perturbación, estabilizar el sistema y evitar que se alcancen condiciones inseguras de operación que puedan afectar la continuidad del suministro [39].

En sistemas con alta penetración de ERV, la respuesta de frecuencia adquiere mayor relevancia debido a la variabilidad de la generación eólica y solar, así como a la posible reducción de la inercia equivalente del sistema cuando unidades convencionales son desplazadas por generación basada en electrónica de potencia. En este contexto, resulta relevante incorporar requerimientos de respuesta de frecuencia en modelos de operación y planificación, especialmente cuando se evalúa la participación de recursos flexibles como los VEs, los cuales pueden contribuir al balance del sistema mediante la gestión temporal de su demanda [21].

3.4.2. Reservas operativas

Las reservas operativas corresponden a la capacidad disponible del sistema para responder ante desbalances entre generación y demanda, contingencias, errores de pronóstico o variaciones inesperadas en la producción renovable y el consumo eléctrico [39]. Su función principal es mantener la continuidad y confiabilidad del suministro, asegurando que existan recursos capaces de compensar desviaciones respecto a la operación programada.

Estas reservas pueden ser provistas por distintos recursos del sistema, tales como unidades generadoras convencionales, sistemas de almacenamiento o mecanismos de respuesta de la demanda. En el caso de los generadores térmicos, la reserva operativa suele estar asociada a la potencia máxima que puede entregar cada unidad [39].

En sistemas con alta penetración de ERV, los requerimientos de reserva operativa adquieren mayor importancia debido a la variabilidad e incertidumbre asociadas a la generación eólica y solar. Errores

de pronóstico, cambios repentinos en la disponibilidad renovable o variaciones en la demanda pueden generar desbalances que deben ser compensados mediante recursos flexibles. En este contexto, los VEs pueden contribuir al cumplimiento de los requerimientos de reserva mediante la reducción, desplazamiento o modificación temporal de su consumo cuando se encuentran conectados a la red [21]. De esta manera, la flexibilidad asociada a los VEs permite complementar la provisión tradicional de reserva operativa y apoyar una operación más segura del sistema.

En Chile, ambos requerimientos se rigen por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [41], la cual distingue distintas categorías de control de frecuencia según su velocidad de actuación. El control rápido (CRF) y control primario (CPF), están asociados a la respuesta de frecuencia mientras que el control secundario (CSF) y control terciario (CTF), se encuentran asociados a la reserva operativa. El monto exigido para cada categoría es determinado periódicamente por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas [42], aplicando criterios distintos según el servicio. Para el CPF se exige que el sistema soporte la desconexión de la unidad generadora de mayor tamaño en servicio, mientras que para el CSF y el CTF el criterio corresponde a compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y de la generación del sistema. Ambos criterios son replicados en la formulación del presente modelo en la subsección 4.1.4.

De esta manera, la incorporación de requerimientos de reserva y respuesta de frecuencia en modelos de planificación permite evaluar no solo la suficiencia de infraestructura para abastecer la demanda, sino también la capacidad del sistema para operar de forma segura ante variaciones e incertidumbres. En el contexto de este trabajo, estos requerimientos permiten representar el aporte potencial de la flexibilidad de los VEs a la seguridad operativa del sistema, complementando las decisiones de expansión de transmisión.

Metodología

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para la planificación de las redes de transmisión considerando la alta penetración de VEs y su capacidad de flexibilidad, detallando la estructura general y la formulación matemática que permite llegar a la obtención de un plan óptimo de expansión de la transmisión.

4.1. Descripción general

En la Figura 4.1 se presenta de manera esquemática la metodología propuesta para la planificación de redes de transmisión considerando la alta penetración de VEs y la flexibilidad de su demanda. La metodología cuenta con cinco etapas, las cuales se describen con mayor detalle a continuación.

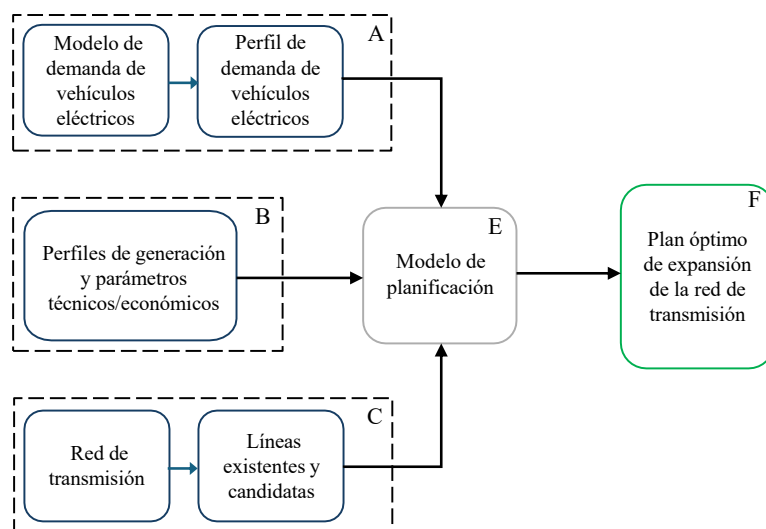


Figura 4.1: Metodología para la planificación de redes de transmisión considerando la alta penetración de VEs y la flexibilidad de la demanda.

4.1.1. Modelación de la demanda de vehículos eléctricos

En la etapa A se construye el perfil horario de la demanda de VEs para su integración en el modelo de TEP. El proceso parte por la recopilación de los datos base, como la proyección de la cantidad de VEs al año 2030 diferenciados según su tipo (privados, taxis y buses), así como el consumo energético promedio asociado a cada uno. Con esta información se estima el requerimiento energético diario de cada tipo de flota.

Posteriormente, dicho requerimiento se distribuye a lo largo de las 24 horas del día mediante un perfil de finalización de viaje, asumiendo que los VEs se conectan a la red una vez finalizado su recorrido. Este perfil permite estimar el porcentaje de vehículos conectados en cada hora del día. Finalmente, al combinar esta información con el consumo energético promedio, la cantidad de vehículos proyectados y la eficiencia de los cargadores, se obtiene la potencia de carga horaria de cada tipo de VE. Los datos necesarios para la construcción de este perfil pueden obtenerse de diferentes estudios como el presentado en [1].

4.1.2. Perfiles de generación y parámetros técnicos-económicos

En la etapa B se construyen los perfiles horarios de generación, tanto convencional como renovable, junto con la recopilación de los parámetros técnicos y económicos necesarios para representar la operación de las centrales térmicas en el modelo de TEP.

El parque de generación convencional está compuesto por centrales térmicas (biomasa, diésel, gas natural y geotérmica) y centrales hidroeléctricas (de pasada y de embalse). Para las unidades térmicas se consideran parámetros como la potencia máxima y mínima de generación, el costo variable de operación. Dado que sobre estas unidades además se aplican las restricciones de UC, se incorporan parámetros adicionales para realizar dicha formulación, entre los que destacan las rampas de subida y bajada, los tiempos mínimos de encendido y apagado, los costos de arranque y parada y la capacidad máxima destinada a la provisión de respuesta de frecuencia. En el caso de las centrales hidroeléctricas, tanto de pasada como de embalse, se incorpora la potencia instalada y su factor de planta

Por otra parte, la generación renovable considera tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Para ambas se incluyen datos de disponibilidad horaria, distribución geográfica, capacidad instalada y características técnicas específicas, tales como la eficiencia de los paneles solares y las velocidades nominales de los aerogeneradores.

La información requerida puede obtenerse de estudios e informes técnicos, como la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [43], así como de organismos reguladores y operadores del sistema, entre ellos el CEN [44] y la Comisión Nacional de Energía De Chile (CNE) [45].

4.1.3. Red de transmisión

En la etapa C se considera la infraestructura existente del sistema eléctrico analizado, junto con sus características técnicas como las barras de conexión, capacidad máxima, reactancia de línea y nivel de tensión, entre otros. Para la infraestructura candidata se recopilan las mismas características técnicas, incorporando además el costo de inversión asociado a cada línea. Para el caso del SEN de Chile, los datos de la red de transmisión pueden obtenerse de estudios e informes técnicos, como la PELP, así como de la información publicada por el CEN [44] o de otros organismos técnicos y estatales.

4.1.4. Formulación matemática del modelo TEP

La formulación se basa en el modelo de planificación desarrollado en [1], incorporando modificaciones que permiten representar con mayor detalle la operación de las unidades térmicas y los requerimientos de seguridad operativa del sistema. En particular, se agregan restricciones asociadas al UC, requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia, además de una reformulación de las restricciones de flexibilidad de los VEs adaptadas de [21].

La función objetivo del problema de TEP viene dada por la ecuación (4.1), que busca minimizar los costos totales del sistema, considerando los costos de inversión en líneas de transmisión (IC, del inglés *investment costs*) y los costos de operación del sistema (OC, del inglés *operating costs*). Los términos IC y OC se explicitan en las ecuaciones (4.2) y (4.3) respectivamente.

El término IC se obtiene a partir de la suma de los costos anualizados de las líneas candidatas multiplicado por la variable binaria v_l , que indica si una línea es construida o no. El término OC incorpora los costos de generación de las unidades convencionales y renovables, los costos de vertimiento de energía renovable y los costos asociados a la energía no suministrada, ajustados mediante el parámetro σ para anualizar los costos.

$$\min\{IC + OC\} \quad (4.1)$$

$$IC = \sum_{l \in \Omega_{L+}} C_l^L v_l \quad (4.2)$$

$$OC = \sigma \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in \Omega_G} (C_i^G p_{i,t}^G + c_{i,t}^u + c_{i,t}^d) + \sum_{r \in \Omega_R} C_r^{SP} p_{r,t}^{SP} + \sum_{d \in \Omega_D} C_d^{UD} p_{d,t}^{UD} \right] \quad (4.3)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Omega_b^G} p_{i,t}^G + \sum_{r \in \Omega_b^R} p_{r,t}^R + \sum_{l \in (\Omega^L \cup \Omega^{L+}) | l_{to}=b} p_{l,t}^L - \sum_{l \in (\Omega^L \cup \Omega^{L+}) | l_{from}=b} p_{l,t}^L + LS_{b,t}^{out} = \\ & \sum_{d \in \Omega_b^D} (p_{d,t}^D - p_{d,t}^{UD}) + \sum_{u \in \Omega_b^{EV}} p_{u,t}^{EV} + \sum_{y \in \Omega_b^{EVT}} p_{y,t}^{EVT} + \sum_{z \in \Omega_b^{EVB}} p_{z,t}^{EVB} + LS_{b,t}^{in}, \quad \forall b \in \Omega^B, \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.4)$$

La ecuación (4.4) presenta el balance de potencia y garantiza que, para cada barra y periodo de tiempo, la suma de la generación convencional ($p_{i,t}^G$), generación renovable ($p_{r,t}^R$), flujos de potencia en líneas existentes y candidatas ($p_{l,t}^L$), y las demandas desplazadas de VEs ($LS_{b,t}^{out}$) sea igual a la demanda eléctrica total, incluyendo la demanda convencional ($p_{d,t}^D$), descontando la ENS ($p_{d,t}^{UD}$) y de VEs ($p_{u,t}^{EV}, p_{y,t}^{EVT}, p_{z,t}^{EVB}$). Esta restricción asegura que en cada instante el sistema cumpla el balance energía-potencia.

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{x_l} (\theta_{l_{from},t} - \theta_{l_{to},t}), \quad \forall l \in \Omega^L, \forall t \in T \quad (4.5)$$

$$-M(1-v_l) \leq p_{l,t}^L - \frac{\theta_{l_{from},t} - \theta_{l_{to},t}}{x_l} \leq M(1-v_l), \quad \forall l \in \Omega^{L+}, \forall t \in T \quad (4.6)$$

Las ecuaciones (4.5) y (4.6) representan los flujos de potencia en términos de los ángulos de fase de las barras para las líneas existentes y candidatas, respectivamente. En este modelo, al utilizarse una aproximación de flujo DC, la potencia transmitida por las líneas se calcula como la diferencia de ángulos de fase entre las barras terminales dividida por la reactancia de la línea (x_l). Adicionalmente, en la ecuación (4.6), el término Big-M corresponde a una relajación disyuntiva, ampliamente utilizada en la formulación de problemas de TEP para linealizar la relación bilineal entre la variable binaria de inversión y el flujo de potencia [46]. Cuando $v_l = 1$, ambos términos $M(1 - v_l)$ se anulan y la restricción se activa, forzando a $p_{l,t}^L$ a igualar exactamente el flujo determinado por la diferencia de ángulos entre las barras terminales. Por el contrario, cuando $v_l = 0$, la restricción se relaja completamente para un valor de M suficientemente grande, permitiendo que $p_{l,t}^L$ tome cualquier valor sin verse condicionado por dicha relación.

$$-p_l^L \leq p_{l,t}^L \leq p_l^L, \quad \forall l \in \Omega^L, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$-v_l p_l^L \leq p_{l,t}^L \leq v_l p_l^L, \quad \forall l \in \Omega^{L+}, \forall t \in T \quad (4.8)$$

Las ecuaciones (4.7) y (4.8) limitan la potencia máxima que puede circular por cada línea existente o candidata, evitando sobrecargas y asegurando que los flujos respeten la capacidad de diseño de la infraestructura.

$$c_{i,t}^u \geq K_i \cdot (x_{i,t} - x_{i,t-1}) \quad (4.9)$$

$$c_{i,t}^d \geq C_i \cdot (x_{i,t-1} - x_{i,t}) \quad (4.10)$$

Las ecuaciones (4.9) y (4.10) definen los costos fijos asociados a encender o apagar las unidades generadoras térmicas. Estos costos dependen de la variación binaria ($x_{i,t} - x_{i,t-1}$), donde $x_{i,t}$ indica si la unidad i está encendida en el periodo t .

$$x_{i,t} \cdot \underline{p}_i^G \leq p_{i,t}^G \leq x_{i,t} \cdot \bar{p}_i^G \quad (4.11)$$

$$p_{i,t}^G - p_{i,t-1}^G \leq R_{up,i} \cdot x_{i,t-1} + SU_i \cdot (x_{i,t} - x_{i,t-1}) \quad (4.12)$$

$$p_{i,t-1}^G - p_{i,t}^G \leq R_{dn,i} \cdot x_{i,t} + SD_i \cdot (x_{i,t-1} - x_{i,t}) \quad (4.13)$$

La ecuación (4.11) asegura que cada generador activo se encuentre operando dentro de su rango establecido, sin superar su capacidad máxima instalada. Por otro lado, las ecuaciones (4.12) y (4.13) limitan la máxima variación de potencia permitida (subida/bajada) entre periodos consecutivos.

$$\sum_{n=t-UP_i+1}^t x_{i,n} \geq UP_i \cdot (x_{i,t} - x_{i,t-1}) \quad (4.14)$$

$$\sum_{n=t-DN_i+1}^t (1 - x_{i,n}) \geq DN_i \cdot (x_{i,t-1} - x_{i,t}) \quad (4.15)$$

$$\sum_{t \in T} p_{i,t}^G \leq L F_i \cdot |T| \cdot \bar{p}_i^G, \quad \forall i \in \Omega^G \quad (4.16)$$

Las ecuaciones (4.14) y (4.15) obligan a que los generadores mantengan su estado de conexión o desconexión a la red durante una cantidad mínima de horas después de un arranque o parada. La ecuación (4.16) establece un límite sobre la cantidad máxima de energía que una unidad generadora puede producir durante el horizonte de tiempo evaluado.

$$rsp_{i,t}^G \leq x_{i,t} \cdot \bar{rsp}_i \quad (4.17)$$

$$p_{i,t}^G + res_{i,t}^G + rsp_{i,t}^G \leq x_{i,t} \cdot \bar{p}_i^G \quad (4.18)$$

Las restricciones (4.17) y (4.18) establecen los límites operativos del parque térmico para la provisión de servicios complementarios. La ecuación (4.17) acota de manera individual la capacidad de respuesta de frecuencia de cada unidad al límite técnico específico ($\bar{rsp}_i$), garantizando que la asignación de potencia sea físicamente realizable. Mientras que la ecuación (4.18) asegura que la suma de la potencia activa despachada, la reserva operativa y la respuesta de frecuencia no supere la capacidad máxima instalada de cada unidad, condicionada a que la máquina se encuentre encendida ($x_{i,t} = 1$).

$$p_{s,t}^{PV} = \eta \alpha \bar{p}_s^{PV} - p_{s,t}^{SP}, \quad \forall s \in \Omega^{PV}, \forall t \in T \quad (4.19)$$

$$p_{w,t}^W = \begin{cases} 0, & V_{w,t}^{wi} \leq V^{cin} \parallel V_{w,t}^{wi} \geq V^{cout}, \\ \bar{p}_w^W \frac{V_{w,t}^{wi} - V^{cin}}{V^{rw} - V^{cin}} - p_{w,t}^{SP}, & V^{cin} \leq V_{w,t}^{wi} \leq V^{rw}, \\ \bar{p}_w^W - p_{w,t}^{SP}, & V^{rw} \leq V_{w,t}^{wi} \leq V^{cout}, \end{cases} \quad \forall w \in \Omega^W, \forall t \in T \quad (4.20)$$

Las ecuaciones (4.19) y (4.20), representan las restricciones de generación de las tecnologías renovables consideradas en el modelo. La ecuación (4.19) limita la potencia generada por los paneles solares fotovoltaicos, considerando la eficiencia de conversión de los paneles (η), la radiación solar normalizada (α), la capacidad instalada ($\bar{p}_s^{PV}$) y el vertimiento de potencia ($p_{s,t}^{SP}$). La ecuación (4.20) establece la potencia inyectada por los aerogeneradores, teniendo en cuenta la velocidad del viento y las características técnicas de cada unidad.

$$0 \leq p_{e,t}^H \leq pf_{e,t}^H \bar{p}_{e,t}^H, \quad \forall e \in \Omega^H, \forall t \in T \quad (4.21)$$

$$0 \leq p_{h,t}^{HR} \leq pf_{h,t}^{HR} \bar{p}_{h,t}^{HR}, \quad \forall h \in \Omega^{HR}, \forall t \in T \quad (4.22)$$

La ecuación (4.21) define la potencia máxima inyectada por las centrales hidroeléctricas de embalse, considerando su capacidad instalada ($\bar{p}_e^H$) y el factor de planta (pf_e^H). Por otro lado, la ecuación

(4.22) corresponde a la potencia inyectada por las centrales hidroeléctricas de pasada, tomando en cuenta su capacidad instalada ($\bar{p}_h^{HR}$) y su factor de planta (pf_h^{HR}).

$$0 \leq p_{d,t}^{UD} \leq (p_{d,t}^D + p_{u,t}^{EV} + p_{y,t}^{EVT} + p_{z,t}^{EVB}), \quad \forall d \in \Omega_b^D, \forall u \in \Omega_b^{EV}, \forall y \in \Omega_b^{EVT}, \forall z \in \Omega_b^{EVB}, \forall t \in T \quad (4.23)$$

La ecuación (4.23) representa la restricción de ENS ($p_{d,t}^{UD}$), considera la demanda convencional ($p_{d,t}^D$) y la demanda de los VEs ($p_{u,t}^{EV}, p_{y,t}^{EVT}, p_{z,t}^{EVB}$). Esta restricción entrega flexibilidad al modelo en caso que la generación del sistema no sea suficiente para abastecer la demanda requerida.

$$LS_{b,t}^{out} \leq \alpha_{b,t}^{DSR} \cdot \left(\sum_{u \in \Omega_b^{EV}} p_{u,t}^{EV} + \sum_{y \in \Omega_b^{EVT}} p_{y,t}^{EVT} \right) \quad \forall t \in T \quad (4.24)$$

La ecuación (4.24) establece que la capacidad máxima de reducción horaria de la demanda de VEs está limitada por la potencia correspondiente a los vehículos efectivamente conectados y disponibles para gestión en cada periodo de tiempo, garantizando que el modelo no permita reducir más carga de la que físicamente puede ser controlada. Resulta importante destacar que la gestión de la demanda excluye a los buses eléctricos ($p_{z,t}^{EVB}$) debido a la rigidez operativa del transporte público. La flota de los buses eléctricos opera bajo horarios definidos y ventanas de recarga acotadas, por lo que aplicar gestión de carga podría poner en riesgo la autonomía de las baterías para cumplir sus recorridos diarios.

El parámetro $\alpha_{b,t}^{DSR}$ que se modela en la ecuación (4.24) representa la fracción de la flota total de vehículos eléctricos conectados en cada hora t , es decir, la proporción de vehículos enchufados y disponibles para gestión. Este parámetro se calculó siguiendo la metodología probabilística descrita en [12]:

$$\alpha_{b,t}^{DSR} = \frac{\text{Número de vehículos conectados en la hora } t}{\text{Número total de vehículos}}$$

En las Tablas 4.1 y 4.2 se muestran los valores de $\alpha_{b,t}^{DSR}$ para cada bloque horario, los cuales se utilizan en la ecuación (4.24) para limitar la reducción máxima de la demanda de VEs. De esta manera, la restricción asegura que solo se gestione la potencia correspondiente a los vehículos disponibles en cada hora.

Tabla 4.1: Valores de $\alpha_{b,t}^{DSR}$ por bloque horario.

Hora	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
$\alpha_{b,t}^{DSR}$	1	1	1	1	1	0.99	0.98	0.88	0.78	0.74	0.74	0.72

Tabla 4.2: Valores de $\alpha_{b,t}^{DSR}$ por bloque horario (continuación).

Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
$\alpha_{b,t}^{DSR}$	0.69	0.67	0.68	0.69	0.72	0.75	0.80	0.84	0.92	0.94	0.96	0.99

$$\sum_{t \in D_x} LS_{b,t}^{out} \leq \eta_{EV} \cdot \sum_{t \in D_x} LS_{b,t}^{in} \quad (4.25)$$

la ecuación (4.25) garantiza la conservación de la energía dentro del modelo, asegurando que la totalidad de la demanda desplazada a lo largo del horizonte operativo sea recuperada en otro horario. Para modelar las pérdidas asociadas al proceso de desplazamiento de carga de los VEs, se incluye un factor de eficiencia global, η_{EV} , que se ha fijado en 0,93 (93 %). Este parámetro se basa en valores reportados en estudios previos de integración de VEs [12], [47] y refleja las pérdidas energéticas inherentes al ciclo de carga, incluyendo la eficiencia de conversión AC/DC de los inversores, las pérdidas electroquímicas dentro de la batería y el consumo de los sistemas auxiliares de gestión térmica durante los ciclos de carga controlada. La inclusión de $\eta_{EV} < 1$ en la ecuación (4.25) permite que el modelo considere el costo energético real del desplazamiento de la demanda, evitando que se planifiquen movimientos de carga que no compensen las pérdidas del sistema.

$$\sum_{i \in \Omega^G} rsp_{i,t}^G + \sum_{b \in \Omega^B} \left[\alpha_{b,t}^{rsp} \cdot \left(\sum_{u \in \Omega_b^{EV}} p_{u,t}^{EV} + LS_{b,t}^{in} - LS_{b,t}^{out} \right) \right] \geq \underline{SRP}_t \quad \forall t \in T \quad (4.26)$$

La restricción (4.26) asegura que el requerimiento de respuesta de frecuencia ($\underline{SRP}_t$) se cumpla en cada periodo. Para ello, la restricción establece que dicha exigencia debe ser satisfecha de manera conjunta por el margen dinámico de las unidades generadoras ($rsp_{i,t}^G$) y la contribución de los VEs. La participación de la electromovilidad en la respuesta de frecuencia se incorpora mediante el factor de participación ($\alpha_{b,t}^{rsp}$), aplicado a la demanda neta optimizada de los VEs en cada hora. Este parámetro representa la fracción de la carga de un vehículo eléctrico que puede ser interrumpida de manera instantánea para contribuir a la detención de una caída de frecuencia en la red. Siguiendo la metodología presentada en [47], se considera que esta interrupción puede ser total, es decir, $\alpha_{b,t}^{rsp} = 1$, bajo el supuesto de que en el futuro el 100 % de los cargadores de VEs sean inteligentes (*smart charging*). Matemáticamente, esta participación se modela como:

$$0 \leq P_{v,t}^{ch} \leq P_v^{max}$$

donde $P_{v,t}^{ch}$ representa la potencia de carga interrumpible del vehículo v en la hora t , y P_v^{max} corresponde a su potencia máxima de carga.

El parámetro $\underline{SRP}_t$ define el requisito de seguridad del sistema, es decir, la cantidad de MW que deben estar disponibles para inyectar en menos de 10-30 segundos ante una falla. Por ejemplo, en Chile, en el SEN se aplica el criterio de contingencia N-1, lo que implica que el sistema debe ser capaz de soportar la pérdida de la unidad generadora más grande que esté operando en ese momento. Este parámetro se actualiza cada hora en función del generador más grande que se encuentre encendido, información que se obtiene directamente a partir del UC implementado en el modelo.

$$\sum_{i \in \Omega^G} res_{i,t}^G + \sum_{b \in \Omega^B} \left[\alpha_{b,t}^{res} \cdot \left(\sum_{v \in \Omega_b^{EV}} p_{v,t}^{EV} + LS_{b,t}^{in} - LS_{b,t}^{out} \right) \right] \geq \underline{SRS}_t \quad \forall t \in T \quad (4.27)$$

La restricción (4.27) asegura que el sistema mantenga un nivel suficiente de reserva operativa ($\underline{SRS}_t$) en cada periodo para afrontar variaciones imprevistas, como errores de pronóstico en la demanda o en

la generación renovable. Esta reserva se satisface mediante la suma del margen de reserva aportado por las unidades térmicas ($res_{i,t}^G$) y la contribución de los vehículos eléctricos. La participación de los VEs se modela mediante el factor $\alpha_{b,t}^{res}$, que representa la fracción de carga de un vehículo que puede ser interrumpida durante un periodo prolongado para suplir un déficit de energía, se considera un valor de $\alpha_{b,t}^{res} = 0,5$ [47]. De esta manera, la flexibilidad de los VEs complementa la provisión tradicional de reservas a largo plazo.

El parámetro $\underline{SRS}_t$ define el requerimiento de reserva operativa necesario para cubrir la incertidumbre asociada a la generación renovable y a la demanda del sistema. Siguiendo la metodología propuesta en [48], este parámetro se calcula hora a hora mediante la suma cuadrática de errores de pronóstico de demanda, generación eólica y generación solar:

$$\underline{SRS}_t = \sqrt{(\sigma_{Load} \cdot D_t)^2 + (\sigma_W \cdot P_{W,t})^2 + (\sigma_{PV} \cdot P_{PV,t})^2} \quad (4.28)$$

donde D_t corresponde a la demanda total en la hora t , $P_{W,t}$ es la generación eólica, $P_{PV,t}$ es la generación solar, y σ_{Load} , σ_{Wind} y σ_{PV} representan las desviaciones típicas de los pronósticos de cada fuente. Este enfoque permite cuantificar de manera dinámica la reserva operativa necesaria, considerando tanto la incertidumbre en la demanda como en la generación renovable.

$$\Omega_b^R = \{\Omega_b^{PV}, \Omega_b^W\}, \quad \forall b \in \Omega^B \quad (4.29)$$

$$v_l \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in \Omega^{L+} \quad (4.30)$$

$$x_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in \Omega^G, \forall t \in T \quad (4.31)$$

La ecuación (4.29) define el conjunto de tecnologías renovables consideradas en cada barra b del sistema, denotado como Ω_b^R . En este modelo, se incluyen la energía solar fotovoltaica (Ω_b^{PV}) y la energía eólica (Ω_b^W), tal como se establece en [1].

Por otra parte, la ecuación (4.30) establece las condiciones binarias de las inversiones en las líneas candidatas. La variable v_l toma valor 1 si la línea candidata $l \in \Omega^{L+}$ es construida, y 0 en caso contrario, permitiendo al modelo seleccionar de manera discreta qué proyectos de expansión se incorporan al plan óptimo de transmisión.

Por último la ecuación (4.31) establece las condiciones binarias del UC, donde la variable binaria $x_{i,t}$ determina el estado operativo de cada unidad generadora térmica i en cada hora t .

Caso de estudio

En esta capítulo se presenta la aplicación de la metodología propuesta para obtener el plan óptimo de expansión de redes de transmisión considerando la alta penetración de VEs y la flexibilidad de la demanda. En primer lugar, se describe el sistema eléctrico de prueba utilizado, detallando la representación de los perfiles de la demanda convencional y la demanda de VEs. Posteriormente, se expone el procedimiento utilizado para la determinación de los parámetros técnicos y operativos de los generadores y, por último, se definen los escenarios de operación diseñados para evaluar el modelo.

5.1. Sistema de prueba utilizado

Para evaluar la efectividad del modelo matemático propuesto en el presente trabajo de titulación, las simulaciones se realizan sobre un sistema representativo del SEN de Chile. Este sistema permite capturar las principales características operativas de la red eléctrica nacional, manteniendo al mismo tiempo una dimensión adecuada para la resolución computacional del modelo de optimización.

El sistema de prueba utilizado está compuesto por 42 barras y 72 líneas de transmisión existentes. Además, considera un parque generador conformado por 94 centrales térmicas, 61 centrales hidroeléctricas de pasada, 8 centrales hidroeléctricas de embalse, 46 parques solares fotovoltaicos y 85 parques eólicos. Es importante destacar que no se consideran centrales a carbón dentro de la operación del sistema, en concordancia con el proceso de descarbonización acelerada de la matriz energética hacia el año 2030, según los lineamientos de la PELP [43].

La utilización de un sistema reducido responde a la necesidad de contar con un modelo simplificado representativo del SEN, que permita analizar tendencias generales de operación y planificación sin la complejidad de modelar la red completa, manteniendo la distribución geográfica de generación y consumo

En la Figura 5.1 se presenta una representación gráfica del sistema reducido del SEN. En dicha figura, los círculos corresponden a las barras de conexión del sistema, las líneas negras representan las líneas de transmisión existentes y las líneas rojas indican las líneas candidatas consideradas para la expansión de la red. Asimismo, se incluye la ubicación de las distintas tecnologías de generación conectadas a las barras del sistema, permitiendo visualizar la distribución espacial de la generación eólica, solar fotovoltaica, hidráulica y térmica.

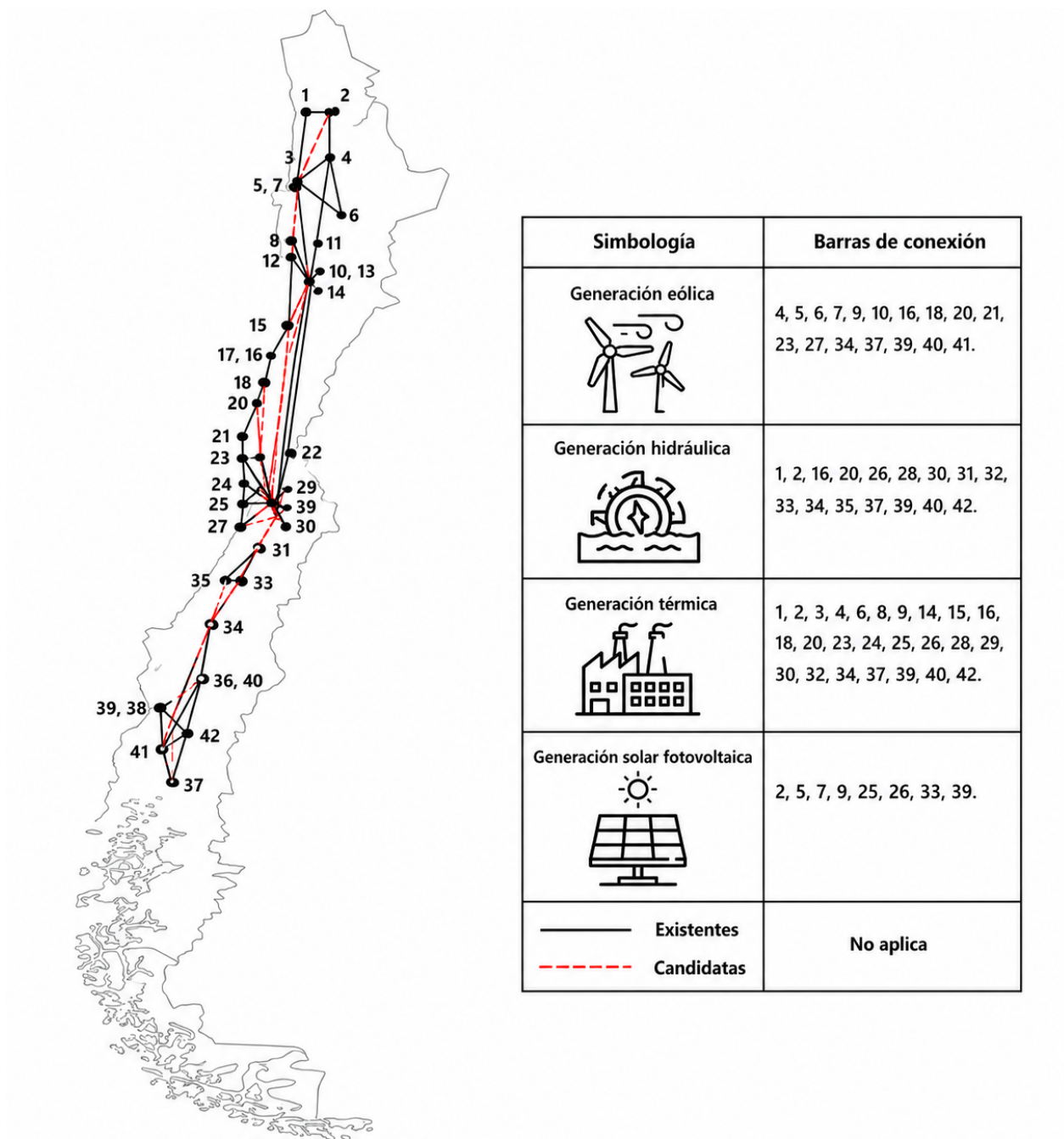


Figura 5.1: Diagrama ilustrativo del SEN reducido a 42 barras [1].

5.2. Perfiles de demanda utilizados

Los perfiles de demanda utilizados en este trabajo corresponden a datos de entrada adoptados a partir de la metodología y base de datos desarrollada en [1]. En particular, se consideran dos componentes principales de demanda: la demanda eléctrica convencional del sistema y la demanda asociada a VEs. Estos perfiles permiten representar la variación horaria del consumo eléctrico dentro del horizonte de operación considerado, manteniendo una distribución temporal y geográfica coherente con el sistema

reducido del SEN utilizado como caso de estudio.

5.2.1. Perfil de demanda convencional

La demanda convencional utilizada en este trabajo se basa en el perfil horario representativo construido en [1], corresponde al consumo eléctrico base del sistema, el cual agrupa los requerimientos de los sectores residencial, comercial e industrial, excluyendo el impacto de la electromovilidad. Para su modelación, se considera la demanda conectada a cada barra del sistema, tomando como referencia los porcentajes de demanda por barra obtenidos desde la base de datos de la PELP. De esta forma, la demanda total del sistema se distribuye geográficamente entre las barras del sistema reducido del SEN.

Con el objetivo de representar la variabilidad temporal de la demanda eléctrica, se emplean perfiles horarios de 24 horas para días representativos de cada estación del año: verano, otoño, invierno y primavera. Además, se consideran escenarios de demanda mínima y demanda máxima, obtenidos a partir de reportes de demanda real del CEN correspondientes al año 2022. Esta representación permite capturar patrones estacionales relevantes sin necesidad de modelar la operación completa de un año, reduciendo así la complejidad computacional del problema de optimización.

En la Figura 5.2 se muestran los perfiles de demanda máxima y mínima para cada uno de los cuatro días representativos de cada estación.

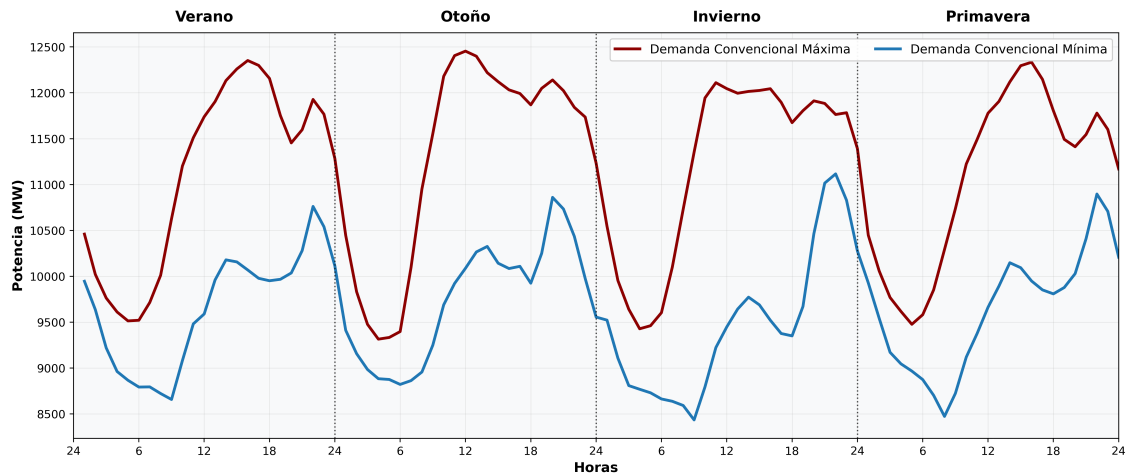


Figura 5.2: Perfil de demanda convencional.

5.2.2. Perfil de demanda de vehículos eléctricos

La demanda asociada a VEs también se adopta a partir de la metodología desarrollada en [1]. En dicho trabajo, la construcción del perfil de carga de VEs considera tres elementos principales: los horarios de conexión de los vehículos a la red, la proyección de cantidad de vehículos eléctricos al año 2030 y el consumo promedio según tipo de vehículo. Los tipos de VEs considerados corresponden a vehículos privados, taxis y buses.

Para determinar la distribución horaria de la carga, se utiliza un perfil de finalización de viaje, bajo el supuesto de que los vehículos se conectan a la red una vez finalizado su desplazamiento. Este perfil permite asignar porcentajes de la carga diaria total a cada hora del día. En [1], el mismo

perfil horario es utilizado para VEs privados, taxis y buses eléctricos, modificando únicamente el requerimiento energético según el tipo de vehículo considerado.

Respecto a la penetración de electromovilidad, se considera una proyección al año 2030 de 500.000 vehículos eléctricos privados, 53.000 taxis eléctricos y 3.550 buses eléctricos [1]. Además, se utilizan consumos promedio diferenciados por tipo de vehículo: 3,9 kWh para VEs privados, 1,33 kWh para taxis y 8,77 kWh para buses [1]. Con estos parámetros, la potencia horaria de carga de los VEs se calcula a partir del consumo promedio, la cantidad de vehículos, el porcentaje de vehículos conectados en cada hora y la eficiencia de los cargadores.

La expresión general utilizada para representar la demanda horaria de VEs puede escribirse como:

$$p_t^{EV} = \frac{C^{prom} \cdot N^{EV} \cdot EVC_t}{\eta^{pc}} \quad (5.1)$$

donde C^{prom} corresponde al consumo promedio del tipo de vehículo considerado, N^{EV} representa la cantidad de vehículos eléctricos, EVC_t es el porcentaje de vehículos conectados en la hora t y η^{pc} corresponde a la eficiencia del cargador. En [1] se considera una eficiencia de carga del 90 %.

En la Figura 5.3, se presenta el perfil de demanda total de los VEs para cada uno de los días representativos.

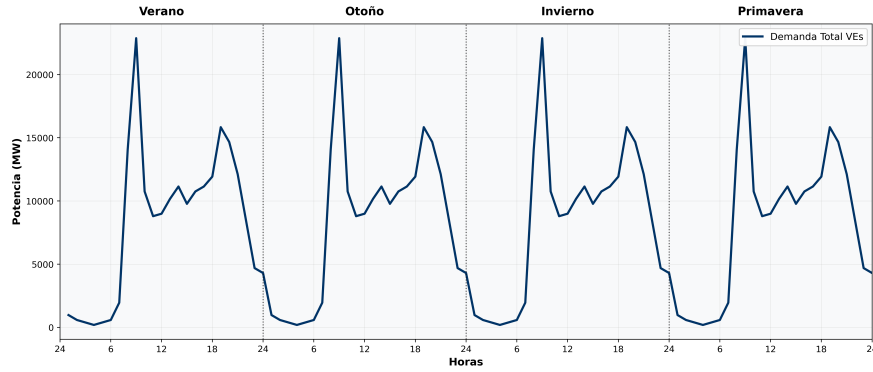


Figura 5.3: Perfil de demanda de los VEs.

Finalmente, En la Figura 5.4 se muestra la demanda de VEs distribuida geográficamente en las barras del sistema reducido del SEN mediante porcentajes regionales asociados a la ubicación de los usuarios. Esta distribución permite representar la concentración espacial esperada de la electromovilidad, observándose una mayor participación en las zonas centro del país, donde se ubican los principales centros urbanos y de consumo.

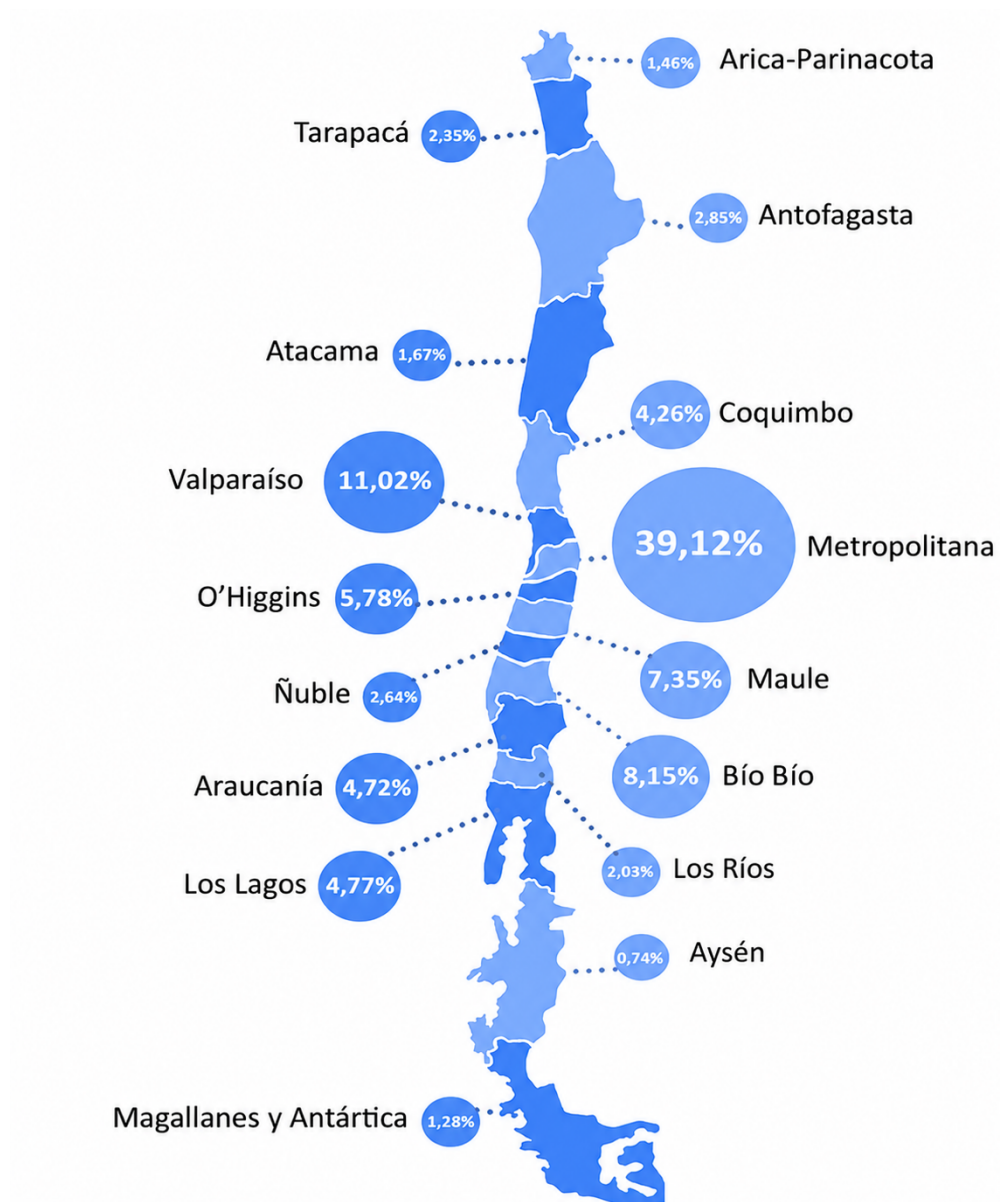


Figura 5.4: Porcentaje de demanda de VEs por región [1].

5.3. Parámetros técnicos y operativos del modelo

Además de los perfiles de demanda convencional y demanda de VEs, el modelo propuesto requiere un conjunto de parámetros técnicos y operativos que permiten representar adecuadamente la operación del sistema eléctrico y las decisiones de expansión de transmisión. Estos parámetros incluyen características del parque generador, costos variables, condiciones técnicas de la red de transmisión y parámetros asociados a las restricciones del UC.

5.3.1. Parque de generación

El parque de generación utilizado en este trabajo está compuesto por unidades de generación convencional y ERV. Dentro de las tecnologías convencionales se incluyen centrales diésel, gas natural, ciclo combinado, biomasa, geotérmicas, hidroeléctricas de embalse e hidroeléctricas de pasada. Por otro lado, la ERV está conformada por centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos.

Al igual que en el caso de los perfiles de demanda convencional y demanda de VEs, la base de datos del parque generador se adopta a partir de lo desarrollado en [1]. Para efectos de modelación, las unidades generadoras se agrupan según su tecnología, debido a que cada tipo de central presenta características operativas distintas.

En particular, las centrales térmicas son representadas mediante restricciones de capacidad, costos variables y parámetros operativos asociados al UC. Las centrales hidroeléctricas se modelan considerando su disponibilidad energética mediante factores de planta, mientras que la generación solar y eólica se representa a partir de perfiles horarios asociados a la disponibilidad del recurso renovable. A continuación, se describe la representación considerada para cada tipo de generación dentro del modelo según lo presentado en [1]:

- Generación solar fotovoltaica: se modela a partir de la disponibilidad horaria del recurso solar, la capacidad instalada de cada central y la eficiencia de los paneles solares. La potencia generada depende directamente de la radiación solar disponible en cada período de operación. Además, en caso de que la energía solar disponible no pueda ser utilizada por restricciones operativas, el modelo permite representar vertimiento de generación. En la Figura 5.5 se presenta la generación solar total del modelo. Los datos de radiación se obtienen de [49].

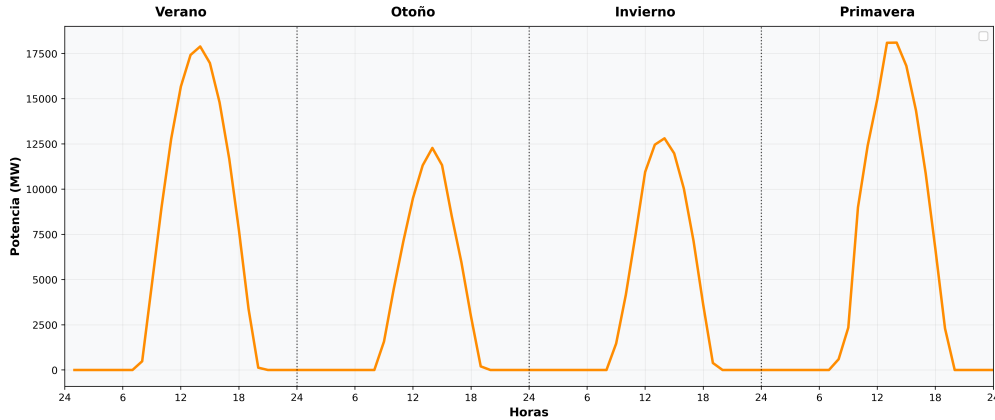


Figura 5.5: Generación solar fotovoltaica total.

- Generación eólica: se representa mediante perfiles horarios de velocidad del viento asociados a la ubicación geográfica de cada parque eólico. La potencia disponible se determina en función de las velocidades mínimas, nominales y máximas de operación. Al igual que en el caso solar, el modelo permite considerar vertimiento cuando la generación eólica disponible no puede ser inyectada al sistema. En la Figura 5.6 se presenta la generación eólica total del modelo. Los datos de velocidad del viento se obtienen de [49].

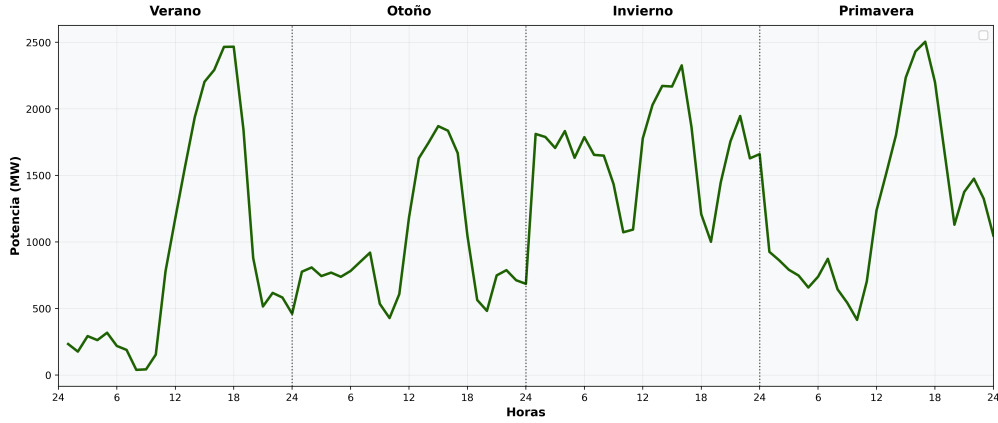


Figura 5.6: Generación eólica total.

- Generación térmica: considera unidades convencionales como centrales diésel, gas natural, ciclo combinado, biomasa y geotérmicas. Estas unidades se caracterizan por presentar costos variables de operación y límites técnicos de generación, para la obtención de estos datos se tomó como referencia el informe de precio nudo a corto plazo de la CNE [45]. Por otro lado, las centrales térmicas adquieren especial relevancia debido a que sobre ellas se incorporan restricciones de UC. En Las Tablas 8.3, 8.4 y 8.5 adjuntadas en los anexos se resumen los parámetros de los generadores térmicos adoptados en el modelo.
- Generación hidroeléctrica: se consideran centrales hidroeléctricas de embalse y de pasada. Estas unidades se modelan mediante límites de potencia disponibles asociados a factores de planta, los cuales permiten representar la disponibilidad hídrica dentro del horizonte de operación.

5.3.2. Parámetros operativos incorporados para el *Unit Commitment*

La incorporación de restricciones de UC requiere complementar la base de datos del parque generador con parámetros técnicos y operativos adicionales, los cuales permiten representar de manera más detallada el comportamiento de las unidades generadoras durante la operación del sistema. Dichos parámetros fueron obtenidos directamente desde la base de datos oficial del CEN [50] y [44].

Para cada unidad generadora térmica considerada en el modelo se recopilieron parámetros asociados a sus límites técnicos de operación, tales como potencia máxima, potencia mínima, rampas de subida/bajada, tiempos mínimos de encendido/apagado y costos de arranque/parada.

Es importante señalar que dicha base de datos reporta tres tipos de costos de arranque para las unidades térmicas: partida fría, partida tibia y partida caliente. Para la formulación del presente modelo se considera el costo asociado a la partida caliente. Esto se justifica ya que al modelar un sistema con alta penetración de ERV, los generadores térmicos abandonan su rol tradicional de generación base para actuar como generación de punta. Bajo este régimen operativo, las unidades no necesariamente alcanzan un estado de enfriamiento completo que justifique el uso de costos de partida fría. Por ello, el costo de partida caliente se considera un parámetro representativo para modelar los costos de arranque.

La incorporación de los parámetros anteriormente mencionados permite extender el modelo de TEP hacia una representación más detallada de la operación del parque generador. De esta manera, las decisiones de inversión en transmisión no solo se evalúan considerando balances de potencia y límites de red, sino también las restricciones operativas de las centrales térmicas, su disponibilidad

para entregar energía, su capacidad de modificar generación entre períodos consecutivos y su aporte potencial al cumplimiento de requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia. Cabe destacar que la parametrización del UC se aplica a las unidades térmicas.

5.3.3. Red de transmisión

Para la modelación de las líneas de transmisión existentes se consideran parámetros técnicos asociados a su ubicación y capacidad de transporte. En particular, para cada línea se utiliza la barra de origen, la barra de destino, la capacidad máxima de transferencia en MW y la reactancia expresada en p.u. En las Tablas 8.1 y 8.2 adjuntadas en los anexos se presentan los parámetros anteriormente mencionados.

Además de la infraestructura existente, el modelo considera un conjunto de líneas candidatas que pueden ser seleccionadas por el problema de optimización como parte del plan óptimo de expansión. Para estas líneas se emplean los mismos parámetros técnicos considerados en las líneas existentes, incorporando adicionalmente el costo de inversión anualizado asociado a cada línea candidata. De esta forma, el modelo puede decidir qué líneas construir, evaluando el compromiso entre los costos de inversión y los beneficios operativos que dichas expansiones generan en el sistema.

En la Tabla 5.1 se presentan los parámetros de las líneas candidatas consideradas en el modelo. Es importante destacar que en el presente trabajo no se incluyen líneas HVDC, ya que la base de datos de líneas candidatas adoptada a partir de [1] define exclusivamente corredores de tecnología AC. Dado que el objetivo de esta memoria se centra en evaluar el impacto de la flexibilidad de la demanda de VEs sobre la TEP, y no en la exploración de alternativas tecnológicas de transmisión, se optó por mantener el conjunto de líneas candidatas consistente con dicha base de datos, dejando la incorporación de corredores HVDC candidatos como una línea de desarrollo para trabajos futuros.

Es importante destacar que los datos de la red de transmisión, tanto para líneas existentes como candidatas, provienen de la base utilizada en [1], la cual se construye a partir de información proyectada en la PELP [43].

Tabla 5.1: Líneas de transmisión candidatas

Nombre	Barra origen	Barra destino	Capacidad (MW)	x_l (p.u.)	IC Anual (MUSD\$)
Kapatur ->Lagunas	3	2	1500	0,2	8,795
Atacama Mejillones ->Lagunas	8	2	1500	0,4	25,605
Cumbre 500 ->Cardones	10	15	1500	0,2	19
Diego de Almagro ->Pan de Azúcar 500	14	22	1500	0,2	23,13
Cardones 500 ->Maitencillo	17	16	1500	0,2	14,853
Pan de Azúcar ->Polpaico	20	26	1500	0,2	44,536
Nogales ->Alto Jahuel	24	30	1500	0,2	8,49
Rapel 220 ->Alto Jahuel	27	30	1500	0,2	15,68
Alto Jahuel ->Ancoa	30	33	1500	0,2	33,515
Charrua ->Colbún 220	34	35	1500	0,2	14,768
Pichirropulli ->Temuco-Cautín	41	39	660	0,2	40,735
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre 2	28	29	1500	0,03435	6,660
Itahue ->Ancoa 2	32	33	1500	0,058	8,33
Nogales ->Quillota 2	24	25	1500	0,021	5

5.4. Implementación computacional y resolución del modelo

El modelo de planificación de la transmisión propuesto en este trabajo se implementa utilizando Python junto con la librería de optimización Pyomo, la cual permite definir problemas MILP de manera estructurada. La resolución se realiza mediante el solver Gurobi.

El flujo de implementación computacional se estructura de la siguiente manera:

- Ingreso de datos: se cargan los perfiles de demanda convencional y de VEs, los parámetros técnicos y operativos de los generadores, así como las características de la red de transmisión existente y de las líneas candidatas. Los parámetros descritos anteriormente se incorporan al modelo mediante una base de datos desarrollada en *Microsoft Excel*.
- Definición del modelo: se crean los conjuntos, parámetros y variables de decisión en Pyomo, siguiendo la formulación matemática presentada anteriormente.
- Incorporación de restricciones: se incorporan todas las restricciones del modelo, incluyendo balance de potencia, límites de transmisión, restricciones de generación convencional y renovable, UC, flexibilidad de la demanda de VEs y requisitos de reserva y frecuencia.
- Resolución del modelo: una vez definido, el modelo MILP se envía al solver Gurobi. El solver utiliza algoritmos de branch-and-bound y técnicas de corte para explorar el espacio de soluciones, buscando minimizar la función objetivo bajo todas las restricciones definidas.
- Extracción de resultados: al finalizar la resolución, se recuperan los valores óptimos de las variables de inversión, desplazamiento de carga de VEs, reserva operativa y respuesta de frecuencia. Estos resultados permiten analizar el impacto de la flexibilidad de los VEs y de los distintos escenarios de demanda sobre la expansión de la red.
- Análisis y postprocesamiento: los resultados obtenidos se procesan para generar tablas, gráficos y métricas técnico-económicas que permiten evaluar la eficiencia de las decisiones de inversión y operación.

En la Figura 5.7 se presenta un diagrama resumen de la implementación computacional del modelo propuesto.



Figura 5.7: Diagrama resumen de la implementación computacional y resolución del modelo de TEP.

5.5. Escenarios de estudio

Para evaluar el desempeño del sistema bajo distintas condiciones de operación, se definen cuatro escenarios de análisis que combinan la demanda convencional y la demanda de VEs con o sin gestión de carga.

La selección de los escenarios se diseñó para abarcar diferentes niveles de demanda sobre el sistema eléctrico. Por un lado, se incluyen situaciones de baja demanda, representadas por la demanda convencional mínima, mientras que por otro, se consideran condiciones de alta demanda, representadas por la demanda máxima. Esta distribución busca someter al modelo a sus condiciones límite de operación. Específicamente, la demanda mínima permite evaluar la capacidad del sistema para manejar excesos de inyección renovable diurna, evidenciando problemas operativos como el vertimiento de ERV. Por el contrario, la demanda máxima estresa la infraestructura física, permitiendo identificar los cuellos de botella en las líneas de transmisión y evaluar el riesgo de mediante la ENS. Finalmente, al contrastar estas condiciones extremas con la disponibilidad de gestión de los VEs, el modelo permite cuantificar integralmente el impacto técnico y económico de la flexibilidad en la planificación de la red.

- Escenario 1 ($D_{min} + VEs$): demanda convencional mínima combinada con la demanda de VEs sin gestión de carga.
- Escenario 2 ($D_{min} + VEs + GD$): demanda convencional mínima combinada con la demanda de VEs con gestión de carga. Este escenario permite analizar cómo la flexibilidad de los VEs puede optimizar la operación.
- Escenario 3 ($D_{max} + VEs$): demanda convencional máxima combinada con la demanda de VEs sin gestión de carga.
- Escenario 4 ($D_{max} + VEs + GD$): demanda convencional máxima combinada con la demanda de VEs con gestión de carga. Permite analizar el beneficio operativo de la flexibilidad de los VEs en situaciones de alta demanda en la red.

Es importante destacar que los escenarios sin gestión de demanda de VEs se consideran como casos base de estudio, sirviendo como referencia para analizar cómo varía la operación del sistema al incorporar estrategias de gestión de carga. Para cada escenario, se evalúan diversas métricas de desempeño que permiten cuantificar la eficiencia del sistema eléctrico, las que se mencionan a continuación.

- Costos de inversión en líneas de transmisión.
- Costos operativos del sistema, incluyendo generación térmica, vertimientos de energía renovable y ENS. El valor para el costo de vertimiento es de 1.500 USD/MWh y para la ENS es de 2.000 USD/MWh, los cuales fueron adoptados desde [1]
- Contribución de los VEs en la operación del sistema.
- Aporte de los VEs en la reserva operativa y respuesta de frecuencia.

Resultados, análisis y discusión

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos mediante la resolución del modelo TEP considerando la flexibilidad de la demanda asociada a VEs. Los resultados se discuten por escenarios definidos previamente: demanda mínima y máxima, con y sin gestión de la carga de los VEs, para finalmente contrastarlos entre sí.

6.1. Escenario de estudio 1: Dmin + VEs

En este escenario se considera la demanda convencional mínima y la demanda de los VEs sin gestión de demanda. Los resultados muestran que el modelo selecciona un total de nueve líneas candidatas para expansión, con un costo total de inversión de 170,78 MUSD\$ (ver Tabla 6.1).

Tabla 6.1: Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 1.

Nombre de la Línea Candidata	Costo de Inversión (MUSD\$)
Kapatur ->Lagunas	8,795
Atacama Mejillones ->Lagunas	25,605
Cumbre 500 ->Cardones	19,000
Diego de Almagro ->Pan de Azúcar	23,130
Alto Jahuel ->Ancoa	33,515
Pichirropulli ->Temuco-Cautín	40,735
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre 2	6,660
Itahue ->Ancoa 2	8,330
Nogales ->Quillota 2	5,000
Costo Total Inversión	170,78

Un aspecto relevante de esta selección es que puede clasificarse en dos tipos de refuerzo de distinta naturaleza. Por un lado, seis de las nueve líneas corresponden a corredores completamente nuevos que conectan barras previamente no enlazadas de forma directa (Kapatur->Lagunas, Atacama Mejillones->Lagunas, Cumbre 500->Cardones, Diego de Almagro->Pan de Azúcar, Alto Jahuel->Ancoa y Pichirropulli->Temuco-Cautín). Por otro, las tres líneas restantes corresponden a segundos circuitos que duplican corredores ya existentes (Melipilla->Cerro Navia-Lo Aguirre, Itahue->Ancoa y Nogales->Quillota).

En cuanto a los costos operativos, el escenario presenta un total de 57.579,74 MUSD\$ (ver Tabla 6.2).

Tabla 6.2: Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 1.

Ítem operativo	Costos de operación (MUSD\$)
Generadores térmicos	15.370,94
Arranque/Parada (UC)	507,47
Costos por Vertimiento Solar	25.120,21
Costos por Vertimiento Eólico	268,81
Energía No Suministrada	16.312,31
Costo Total Operación	57.579,74

Además, se tiene que el vertimiento de energía solar fotovoltaica es, por sí solo, el ítem individual más costoso de la función objetivo, representando un 43,6 % del costo operativo total. Esto resulta relevante puesto que, la principal ineficiencia económica de este escenario no es la incapacidad de abastecer la demanda, si no que el desaprovechamiento de la energía renovable disponible. Por otro lado, se tiene una gran diferencia entre los costos por vertimiento solar fotovoltaico y eólico, esta diferencia se puede explicar a partir del patrón de generación descrito en la sección 6.4, ya que mientras que la generación eólica se distribuye de forma relativamente uniforme a lo largo del día (ver Figura 5.6), la generación solar se concentra en las horas centrales del día (ver Figura 5.5), coincidiendo con los periodos de menor demanda y por tanto, de menor capacidad de absorción por parte del sistema.

Sumando inversión y operación, el costo total de la función objetivo para el escenario 1 alcanza 57.750,52 MUSD\$ (ver Tabla 6.3). Además, se puede observar que existe una gran diferencia entre los costos de inversión y los costos de operación siendo este último de una magnitud mucho mayor, lo que indica que la ineficiencia del sistema no es fundamentalmente un problema de infraestructura de transmisión, sino un problema de flexibilidad operativa. Esto establece la línea base de un sistema inelástico, permitiendo cuantificar la ineficiencia de operar sin gestión de carga de VEs y sirviendo como punto de comparación para evaluar técnica y económicamente los escenarios posteriores que integran flexibilidad o mayor demanda.

Tabla 6.3: Resumen de la Función Objetivo - escenario 1.

Inversión (MUSD\$)	Operación (MUSD\$)	Costo Total (MUSD\$)
170,78	57.579,74	57.750,52

Con el objetivo de complementar el análisis económico previo con una perspectiva de la operación física de la red, se examina a continuación la cargabilidad horaria de las líneas de transmisión existentes. La Tabla 6.4 presenta las cinco líneas que registran los mayores niveles de exigencia en este escenario, indicando su cargabilidad máxima, su cargabilidad media a lo largo de las 96 horas simuladas y la cantidad de horas en que operan en un estado de saturación.

Tabla 6.4: Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 1.

Nombre	Número de línea	Cargabilidad máx. (%)	Cargabilidad media (%)	Horas saturada
Los Changos 220->Los Changos 500	11	100,0	95,48	22
Diego de Almagro->Cardones 500	26	100,0	90,06	6
Nogales->Quillota	41	100,0	80,76	18
Crucero-Encuentro->Los Changos 500	8	100,0	71,32	21
Crucero-Encuentro->Atacama-Mejillones	16	100,0	69,13	7

Como se observa en la Tabla 6.4, la línea Los Changos 220->Los Changos 500 presenta la mayor exigencia del sistema, con una cargabilidad media de 95,48 % y 22 horas en régimen de saturación, seguida por Diego de Almagro->Cardones 500 y Nogales->Quillota cada una con una cargabilidad media de 90,06 % y 80,76 % respectivamente. Este resultado es consistente con la concentración de generación solar y eólica en la zona norte del sistema (ver Figura 5.1), cuya energía debe ser evacuada hacia los centros de consumo a través de un número limitado de líneas de transmisión, las cuales operan de forma estructuralmente exigida incluso bajo el escenario de menor demanda convencional.

Resulta relevante notar que esta congestión existente se relaciona directamente con las decisiones de inversión reportadas en la Tabla 6.1. En particular, la selección de la línea candidata Nogales->Quillota 2 responde a la necesidad de reforzar precisamente el corredor Nogales->Quillota. De manera similar, la construcción de Itahue->Ancoa 2 y Melipilla->Cerro Navia-Lo Aguirre 2 apunta a aliviar la exigencia de los corredores adyacentes de la zona centro-sur del sistema. Esto sugiere que, en este escenario, el modelo prioriza el refuerzo de circuitos paralelos a líneas ya congestionadas por sobre la construcción de nuevos enlaces en zonas de menor exigencia.

Al analizar la matriz de generación porcentual anual (ver Figura 6.1), resulta evidente la alta dependencia de los combustibles fósiles para sostener la red. El gas natural se posiciona como la principal fuente energética, cubriendo un 37,3 % de la demanda, seguido por una participación del 21,7 % de generación diésel, en conjunto cubren un 59,0 % de la energía total generada lo que equivale a más del doble que toda la generación de ERV. En un sistema operado de manera eficiente y con alta participación de ERV, las centrales a diésel deberían actuar únicamente como unidades de punta o respaldo de emergencia. Sin embargo, en este escenario se ven obligadas a operar casi como centrales de base.

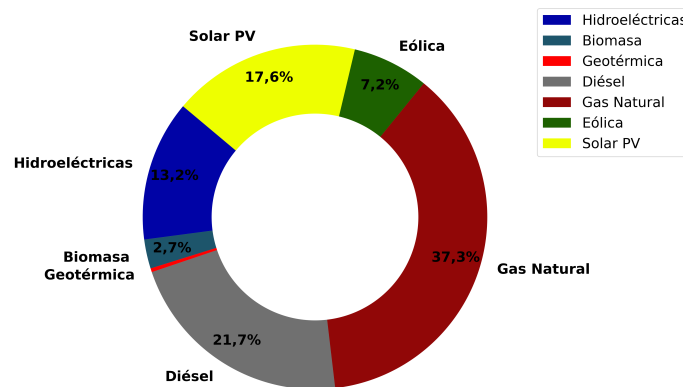


Figura 6.1: Porcentaje de generación por tecnología - escenario 1.

La raíz de esta ineficiencia se observa claramente en el perfil de despacho horario de la Figura 6.2, en el cual se identifican dos episodios de estrés operativo por cada día representativo. Durante las horas

centrales del día (bloques de 12 a 18 horas), la inyección de energía solar fotovoltaica es abundante, pero se produce en momentos donde la demanda del sistema es moderada.

Por otro lado, entre aproximadamente las 7 y las 9 horas de cada día representativo se registra el mayor requerimiento de ENS de todo el horizonte simulado. Este resultado se explica directamente por el perfil de demanda de los VEs (ver Figura 5.3) cuyo peak de demanda se concentra bruscamente en este mismo bloque horario. La gravedad de este episodio se debe a que el peak de demanda ocurre en un momento en que la generación solar aún no ha iniciado su incremento de generación (ver Figura 5.5). Como resultado, el sistema debe cubrir el aumento de demanda utilizando únicamente la generación térmica e hidroeléctrica, cuyas capacidades de rampa no son suficientes para seguir el rápido incremento de demanda generando así elevados valores de ENS.

Posteriormente, durante el atardecer y las primeras horas de la noche (bloques de 18 a 21 horas), se produce un segundo episodio de ENS de menor magnitud, originado por la coincidencia entre el retorno de los usuarios a sus hogares, el fin de la generación solar fotovoltaica y la conexión simultánea de las flotas de VEs.

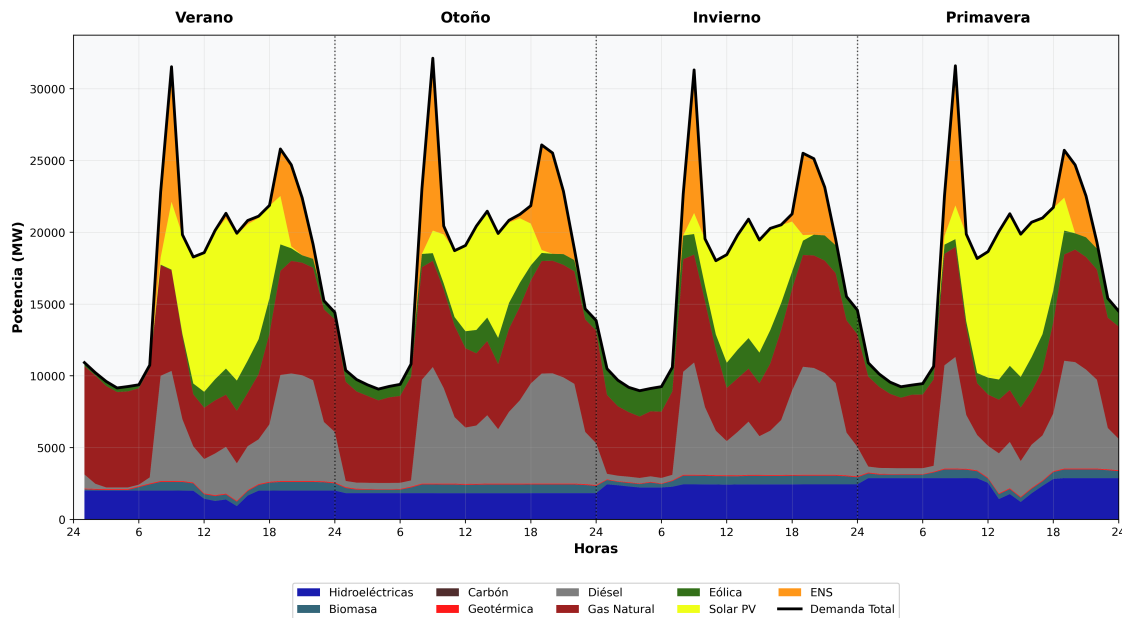


Figura 6.2: Resultados de generación - escenario 1.

Para finalizar el análisis del escenario de estudio 1, resulta fundamental analizar el comportamiento de los requisitos de reserva operativa y respuesta de frecuencia. Como este escenario de estudio no considera gestión de carga de VEs, el aporte de estos a la reserva operativa es nulo, ya que estos se comportan como cargas puramente pasivas.

Por otro lado, en la Figura 6.3 se presenta la provisión de la respuesta de frecuencia, a partir de la cual se puede observar que, al no existir gestión de carga en los VEs, no existe aporte de estos a la potencia disponible para respuesta de frecuencia, recayendo dicha responsabilidad en su totalidad sobre el parque generador térmico.

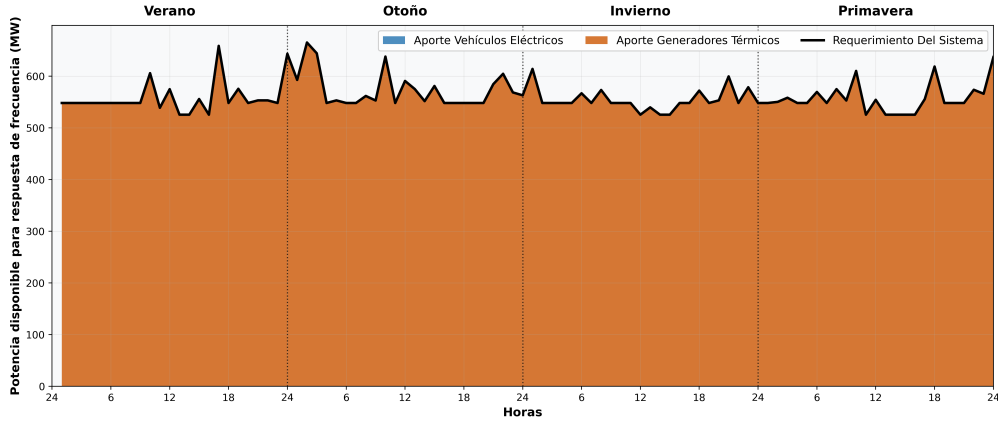


Figura 6.3: Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 1.

Resulta importante explicar la forma que adopta el requerimiento del sistema ya que, a diferencia de otras variables del modelo, esta no responde de manera continua a la demanda. Como se estableció anteriormente en la sección 4.1.4 el parámetro SRP_t se determina hora a hora en función de la capacidad de la unidad térmica de mayor tamaño que se encuentre encendida en dicho periodo. En consecuencia, los peaks observados no representan variaciones de demanda propiamente tales, sino los instantes en que el UC decide incorporar una unidad térmica de mayor capacidad al modelo elevando instantáneamente el requerimiento de respuesta de frecuencia del sistema.

6.2. Escenario de estudio 2: Dmin + VEs + GD

Este escenario considera demanda convencional mínima y gestión de carga de los VEs. Al dotar al sistema de esta flexibilidad operativa, el plan de expansión de transmisión experimenta una notable optimización. Como se detalla en la Tabla 6.5, el modelo seleccionó únicamente seis líneas candidatas, reduciendo el número de líneas nuevas respecto al escenario anterior donde se requerían nueve. Esta reducción en la infraestructura necesaria disminuye el costo total de inversión en transmisión a 70,92 MUSD\$.

Tabla 6.5: Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 2.

Nombre de la Línea Candidata	Costo de Inversión (MUSD\$)
Kapatur ->Lagunas	8,795
Cumbre 500 ->Cardones	19,000
Diego de Almagro ->Pan de Azúcar	23,130
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre 2	6,660
Itahue ->Ancoa 2	8,330
Nogales ->Quillota 2	5,000
Costo Total Inversión	70,920

Es importante identificar cuáles de las nueve líneas candidatas del Escenario 1 no resultan necesarias en este escenario. Las tres líneas excluidas Atacama Mejillones ->Lagunas, Alto Jahuel ->Ancoa y Pichirropulli ->Temuco-Cautín coinciden con las inversiones de mayor costo. En contraste, las seis

líneas que permanecen en el plan de expansión representan los refuerzos más eficientes desde el punto de vista del costo de inversión, asegurando una expansión óptima de la red. Este resultado permite verificar que la gestión de carga de los VEs contribuye a reducir las inversiones en la expansión de la red, al aprovechar de manera más eficiente la infraestructura existente y minimizar la necesidad de construir las líneas más costosas.

El impacto técnico más profundo de la gestión de demanda se manifiesta en los costos de operación del sistema, resumidos en la Tabla 6.6. El costo operativo total se contrae drásticamente hasta alcanzar los 17.674,14 MUSD\$, lo que representa una reducción de 39.905,60 MUSD\$ respecto al Escenario 1 equivalente a un 69,31 %. Este descenso se explica por la eliminación total de las penalizaciones por vertimiento solar fotovoltaico, vertimiento eólico y ENS. Al desplazar los horarios de recarga vehicular hacia los periodos de alta radiación solar, el modelo logra absorber el 100% de los excedentes renovables. Asimismo, la reducción de los peaks de consumo nocturnos erradica por completo la ENS, garantizando la suficiencia y seguridad del suministro.

Tabla 6.6: Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 2.

Ítem operativo	Costo de operación (MUSD\$)
Generación térmica	17.488,61
Arranque y Parada (UC)	185,53
Costos por Vertimiento Solar	0,00
Costos por Vertimiento Eólico	0,00
Costo de Energía No Suministrada	0,00
Costo Total Operación	17.674,14

Resulta importante observar el cambio en la composición porcentual del costo operativo entre ambos escenarios. En el Escenario 1, la generación térmica representaba solo un 26,7 % del costo operativo total, mientras que el 71,9 % restante correspondía a penalizaciones por ENS y vertimiento. En este escenario, dicha proporción se invierte por completo, la generación térmica concentra un 98,95 % del costo operativo total y el 1,05 % restante corresponde íntegramente a costos de arranque y parada. En otras palabras, el sistema pasa de un escenario en el que gran parte del costo operativo no se reflejaba en energía efectivamente entregada, a uno en el que prácticamente la totalidad de los costos corresponde a energía productiva, reflejando un uso más eficiente de los recursos disponibles.

El costo total de la función objetivo para el Escenario 2 es de 17.745,06 MUSD\$, tal como se presenta en la Tabla 6.7, lo que representa una reducción de 40.005,46 MUSD\$ respecto al Escenario 1 equivalente a un 69,27 %.

Tabla 6.7: Resumen de la Función Objetivo - Escenario 2.

Inversión (MUSD\$)	Operación (MUSD\$)	Costo Total (MUSD\$)
70,92	17.674,14	17.745,06

Con el objetivo de complementar el análisis económico previo con una perspectiva de la operación física de la red, se examina la cargabilidad horaria de las líneas de transmisión existentes en este escenario. La Tabla 6.8 presenta las cinco líneas más exigidas, replicando el mismo conjunto de corredores críticos identificado en el Escenario 1.

Tabla 6.8: Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 2.

Nombre	Número de línea	Cargabilidad máx. (%)	Cargabilidad media (%)	Horas saturada
Los Changos 220->Los Changos 500	11	100,0	99,6	91
Diego de Almagro->Cardones 500	26	100,0	97,0	68
Nogales->Quillota	41	100,0	94,2	78
Crucero-Encuentro->Los Changos 500	8	100,0	74,6	25
Crucero-Encuentro->Atacama-Mejillones	16	97,0	73,4	0

Al comparar directamente estos resultados contra la Tabla 6.4 del Escenario 1, se observa un resultado en contradictorio, pese a que la gestión de carga elimina por completo el vertimiento renovable y la ENS (ver Tabla 6.6), la cargabilidad de los tres corredores más críticos del sistema aumenta de forma notoria. La línea Los Changos 220->Los Changos 500 incrementa su cargabilidad media de 95,48 % a 99,6 %, alcanzando prácticamente el límite de saturación permanente; Diego de Almagro->Cardones 500 sube de 90,0 % a 97,0 %; y Nogales->Quillota pasa de 80,76 % a 94,2 %. Asimismo, la cantidad de horas en régimen de saturación de estas tres líneas se cuadruplica aproximadamente respecto al escenario base de 22, 6 y 18 horas a 91, 68 y 78 horas, respectivamente.

Este resultado tiene una explicación técnica directa, la energía solar fotovoltaica que en el Escenario 1 era vertida en este escenario es efectivamente inyectada y transportada hacia los centros de consumo. En otras palabras, la gestión de demanda no descongestiona físicamente la red, sino que la misma infraestructura pasa a transportar una cantidad sustancialmente mayor de energía útil, sin requerir inversión adicional, lo cual es coherente con la reducción del plan de expansión de nueve a seis líneas candidatas. Esto constituye, en definitiva, un uso más intensivo y productivo de la infraestructura de transmisión existente.

En la Figura 6.4 se presenta la participación porcentual por tecnología, donde destaca el aumento significativo en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Al aplicar la flexibilidad de carga de los VEs, la participación solar fotovoltaica se incrementa hasta un 22,6 % de la matriz total (frente al 17,6 % del escenario anterior). Este aumento confirma que la energía que anteriormente era penalizada como vertimiento, ahora es absorbida por las baterías de los VEs.

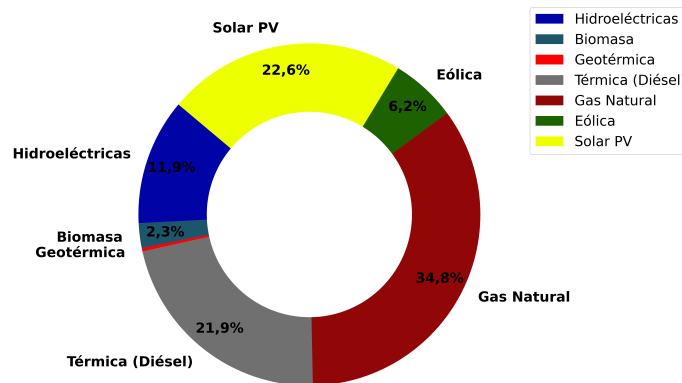


Figura 6.4: Porcentaje de generación por tecnología - escenario 2.

Los combustibles fósiles siguen representando una fracción importante en la generación del sistema, donde el 34,8 % corresponde a gas natural mientras que la participación del diésel es de 21,9 %. A partir de esto se puede ver que la participación del diésel se mantiene prácticamente igual respecto al Escenario 1, lo que evidencia que el principal beneficio de la gestión de demanda no radica en

desplazar generación térmica por generación renovable adicional, sino en mejorar la eficiencia con que se utiliza la matriz de generación existente (ver Figura 6.5).

A partir de la Figura 6.5, se puede apreciar que el perfil de la demanda total cambia rotundamente respecto al Escenario 1. Al incorporar la gestión de carga, el requerimiento energético de los VEs es desplazado estratégicamente hacia las horas centrales del día, aprovechando de manera óptima la alta disponibilidad de radiación solar.

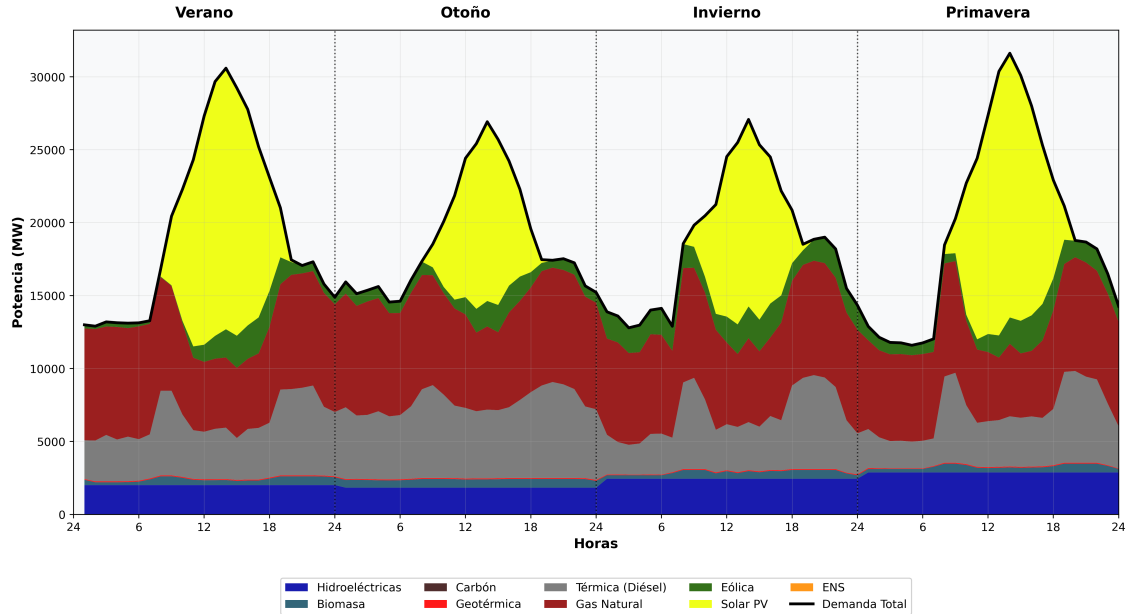


Figura 6.5: Resultados de generación - escenario 2.

Este cambio de forma permite resolver simultáneamente los dos episodios críticos de ENS identificados en el Escenario 1. El peak matutino asociado a la conexión masiva de VEs privados desaparece por completo de la curva de demanda, en su lugar, la potencia requerida crece de forma gradual y sostenida hasta alcanzar su máximo en las horas centrales del día, coincidiendo exactamente con la ventana de mayor generación solar disponible (entre las 12 y las 16 horas).

Resulta importante destacar que esta configuración no reduce necesariamente la magnitud del peak instantáneo de demanda del sistema, sino que desplaza el momento en que dicho peak ocurre hacia un bloque horario en que existe generación renovable suficiente para cubrirlo sin recurrir a ENS. Por otro lado, el resultado más notable es la desaparición completa de la ENS, demostrando que la red, bajo una gestión inteligente de sus nuevos consumos, posee la suficiencia técnica para operar sin interrupciones durante todo el horizonte de evaluación.

La Figura 6.6 expone el impacto de la flexibilidad de la demanda de los VEs. La curva punteada representa el requerimiento original del sistema, mientras que la línea continua ilustra la demanda total resultante tras la optimización. Se evidencia de forma clara donde el modelo reduce drásticamente los peaks de consumo (áreas sombreadas en rojo) en el horario de 08:00 a 11:00 aproximadamente. Esta energía desplazada es reubicada estratégicamente en periodos de menor estrés operativo (áreas sombreadas en verde). Al concentrar la recuperación de carga en las horas centrales del día, el sistema logra absorber íntegramente la generación solar fotovoltaica, eliminando el vertimiento masivo registrado en el Escenario 1.

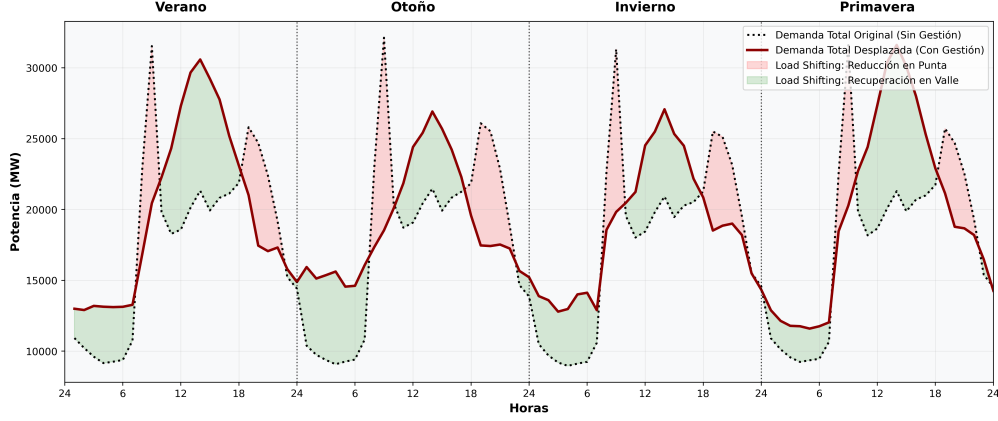


Figura 6.6: Impacto de la gestión de VEs - escenario 2.

Además se puede observar una segunda ventana de desplazamiento de carga de menor magnitud durante el bloque vespertino (18:00 a 21:00 horas aproximadamente), la cual atenúa el repunte de demanda asociado al retorno de los usuarios y el fin de la generación solar fotovoltaica. En conjunto, ambas ventanas de reducción coinciden exactamente con los dos episodios de ENS identificados en el Escenario 1. La recuperación de esta energía desplazada no se concentra únicamente en las horas centrales del día, sino que también se distribuye en un segundo bloque de valle durante la madrugada (00:00 a 06:00 horas), donde la curva de demanda gestionada se posiciona levemente por sobre la original, aprovechando la menor congestión de la red y la mayor holgura del sistema en dicho periodo.

La contribución de la flexibilidad de la demanda a la seguridad operativa del sistema se hace evidente al analizar el cumplimiento del requerimiento de reserva operativa en este escenario. La Figura 6.7 muestra que la capacidad de gestión de los VEs logra satisfacer el 100 % del requerimiento de reserva operativa a lo largo de todo el horizonte de evaluación, contrastando radicalmente con el Escenario 1, donde el aporte de los VEs a este mismo requerimiento era nulo y la totalidad de la responsabilidad recaía sobre el parque térmico.

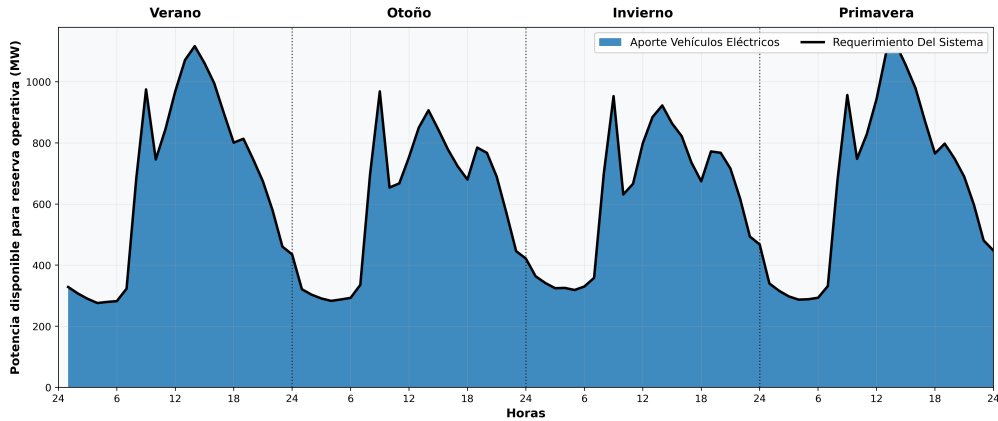


Figura 6.7: Potencia disponible para reserva operativa - escenario 2.

La forma que adopta dicha curva está determinada por el requerimiento de reserva operativa $\underline{SRS}_t$ que se calcula, de acuerdo con la ecuación (4.27), como la suma cuadrática de los errores de pronóstico de demanda, generación eólica y generación solar.

De manera complementaria, la Figura 6.8 muestra el comportamiento de la provisión de respuesta de frecuencia. Nuevamente, las flotas vehiculares asumen un rol protagónico al cubrir casi la totalidad del requerimiento dinámico de la red, mientras que la participación de los generadores térmicos queda minimizada a un rol de respaldo.

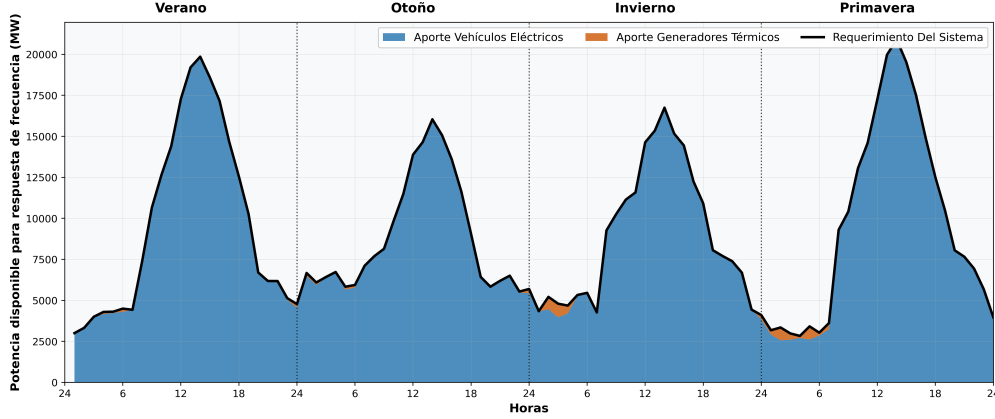


Figura 6.8: Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 2.

Es importante destacar, la gran diferencia de magnitud respecto al Escenario 1 (ver Figura 6.3), donde el requerimiento se mantenía acotado entre 520 y 660 MW aproximadamente. En este escenario, la potencia disponible para respuesta de frecuencia alcanza valores de hasta 20.000 MW. Esta diferencia se explica a partir de la restricción (4.26), la cual impone una cota inferior sobre la suma de aportes disponibles, sin restringir un límite superior. En consecuencia, la curva no representa el requerimiento mínimo del sistema, sino la magnitud efectiva del término $\underline{SRP}_t$.

Por último, resulta pertinente aclarar el mecanismo mediante el cual los VEs contribuyen a los requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia en el modelo propuesto. Dado que se considera un esquema de carga inteligente unidireccional, y no una estrategia de carga V2G, los VEs no inyectan potencia a la red en ningún instante. En su lugar, su contribución se basa en la capacidad de reducir o interrumpir temporalmente su demanda de carga cuando el sistema lo requiere, actuando como un recurso flexible del lado de la demanda.

Este comportamiento se representa en las ecuaciones (4.26) y (4.27), donde el aporte de los VEs está dado por el término $\alpha_{b,t} \cdot \left(\sum_u p^{EV} u, t + LS^{in} b, t - LS^{out}_{b,t} \right)$. Dicho término cuantifica la demanda de carga que puede reducirse o postergarse de forma inmediata o sostenida para contribuir a los requerimientos operacionales del sistema, sin que ello implique un flujo bidireccional de energía entre los vehículos y la red eléctrica.

6.3. Escenario de estudio 3: Dmax + VEs

Este escenario de estudio considera una demanda convencional máxima sin gestión de carga de VEs. Bajo estas exigencias, el modelo de optimización define un plan de expansión que incluye la construcción de ocho líneas candidatas, requiriendo un costo total de inversión de 130,04 MUSD\$, tal como se detalla en la Tabla 6.9. La inversión en transmisión resulta inferior a la obtenida en el escenario 1. Esta decisión del modelo refleja que, bajo estas condiciones extremas, la expansión de la red por sí sola no logra resolver las restricciones del sistema.

Tabla 6.9: Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 3.

Nombre de la Línea Candidata	Costo de Inversión (MUSD\$)
Kapatur ->Lagunas	8,795
Atacama Mejillones ->Lagunas	25,605
Cumbre 500 ->Cardones	19,000
Diego de Almagro ->Pan de Azúcar	23,130
Alto Jahuel ->Ancoa	33,515
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre 2	6,660
Itahue ->Ancoa 2	8,330
Nogales ->Quillota 2	5,000
Costo Total Inversión	130,040

Al comparar directamente esta tabla con la del Escenario 1 (ver Tabla 6.1), se observa que la única línea excluida del plan de expansión es Pichirropulli->Temuco-Cautín, precisamente la inversión de mayor costo de inversión.

Sin embargo, a diferencia del Escenario 2 en este escenario las dos siguientes inversiones de mayor costo unitario, Alto Jahuel->Ancoa y Atacama Mejillones->Lagunas, se mantienen en el plan óptimo pese a su bajo rendimiento económico. Esta decisión del modelo evidencia que, bajo condiciones de demanda máxima, dichas líneas dejan de ser inversiones marginales y pasan a ser necesarias para sostener la capacidad de transporte exigida por el sistema, independientemente de su costo.

Los costos de operación alcanza su valor máximo en 65.531,25 MUSD\$ (ver Tabla 6.10), lo que representa un incremento de 7.951,51 MUSD\$ respecto al Escenario 1.

Tabla 6.10: Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 3.

Ítem operativo	Costo de operación (MUSD\$)
Generación térmica	17.339,21
Arranque y Parada (UC)	457,53
Costos por Vertimiento Solar	25.301,62
Costos por Vertimiento Eólico	304,64
Costo de Energía No Suministrada	22.131,25
Costo Total Operación	65.531,25

En contraste con el Escenario 1, el costo por vertimiento solar prácticamente no varía pese a que la demanda convencional pasa de su nivel mínimo a su nivel máximo. Esto es consistente con que la magnitud del vertimiento renovable está acotada por la disponibilidad del recurso solar, por lo que no depende del nivel de demanda, esto quiere decir que, un incremento adicional de la demanda convencional no modifica sustancialmente el volumen de energía vertida.

El costo de la ENS se incrementa en 5.818,94 MUSD\$ reflejando que, a diferencia del vertimiento, la magnitud de la ENS sí es directamente sensible al nivel de demanda, por lo que a mayor exigencia sobre el parque generador mayor es la cantidad de ENS.

El costo total de la función objetivo para este escenario se eleva a 65.664,29 MUSD\$ (ver Tabla 6.11), lo que representa un incremento de 7.913,77 MUSD\$ respecto al Escenario 1. Esto se debe

principalmente al aumento de la ENS, tal como se menciono anteriormente, al elevarse la demanda convencional, el sistema no logra satisfacer completamente el incremento de carga, generando costos adicionales asociados a la falta de cobertura y al vertimiento de energía.

Tabla 6.11: Resumen de la Función Objetivo - Escenario 3.

Inversión (MUSD\$)	Operación (MUSD\$)	Costo Total (MUSD\$)
130,04	65.531,25	65.664,29

La Tabla 6.12 presenta las cinco líneas más exigidas, correspondientes al mismo conjunto de corredores críticos identificado en los Escenarios 1 y 2

Tabla 6.12: Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 3.

Nombre	Número de línea	Cargabilidad máx. (%)	Cargabilidad media (%)	Horas saturada
Los Changos 220->Los Changos 500	11	100,0	96,9	58
Diego de Almagro->Cardones 500	26	100,0	93,1	59
Nogales->Quillota	41	100,0	84,4	65
Crucero-Encuentro->Atacama-Mejillones	16	100,0	75,2	31
Crucero-Encuentro->Los Changos 500	8	100,0	72,2	26

Al comparar estos resultados con la Tabla 6.4 del Escenario 1, se observa un patrón distinto al identificado entre los Escenarios 1 y 2, mientras que la gestión de demanda incrementaba de forma sustancial tanto la cargabilidad media como el número de horas saturadas de las líneas críticas, el incremento de demanda convencional afecta principalmente la duración de la exigencia, más que su intensidad, es decir, la cargabilidad media es similar a las del Escenario 1 presentando un leve aumento, pero las líneas se encuentran muchas más horas saturadas.

En la Figura 6.9 se presenta la composición porcentual de la matriz energética. Bajo este escenario de demanda máxima, la dependencia de los combustibles fósiles se incrementa, alcanzando en conjunto más del 61 % de participación (37,5 % de Gas Natural y 23,8 % de Diésel). Resulta relevante el papel de la generación a diésel, la cual, a pesar de presentar el mayor costo variable, desplaza parcialmente a las fuentes renovables y supera de manera significativa el aporte individual de la energía solar fotovoltaica (16,4%) y de la generación hidroeléctrica (12,6%).

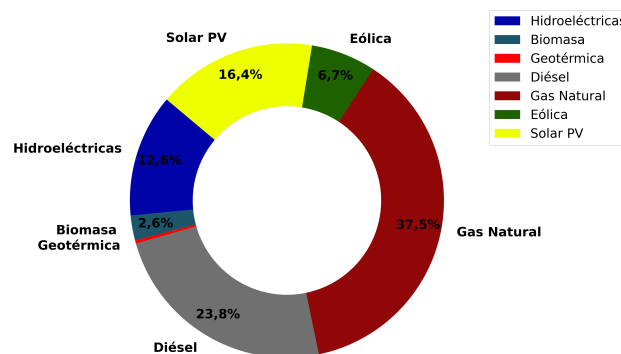


Figura 6.9: Porcentaje de generación por tecnología - escenario 3.

Al contrastar esta matriz contra la del Escenario 1 (ver Figura 6.1), se observa que el incremento de

demanda convencional no afecta de manera uniforme a todas las tecnologías. El diésel es la única fuente que aumenta su participación de forma apreciable (de 21,7 % a 23,8 %), mientras que el gas natural se mantiene prácticamente constante. Por otro lado, la generación de las ERV y las centrales hidroeléctricas presentan una pequeña disminución en su porcentaje de generación, esto quiere decir, que el incremento de demanda debe ser cubierto casi en su totalidad por generación térmica.

En la Figura 6.10 se observa cómo se distribuye la potencia generada por cada tipo de tecnología a lo largo del horizonte de simulación. En dicho gráfico se puede observar que la ENS aparece durante las horas punta de demanda, lo que indica que el sistema no logra cubrir completamente la demanda en esos periodos. Esto ocurre principalmente porque la demanda máxima residual supera la capacidad combinada de generación disponible, especialmente en horas en que la generación renovable es limitada.

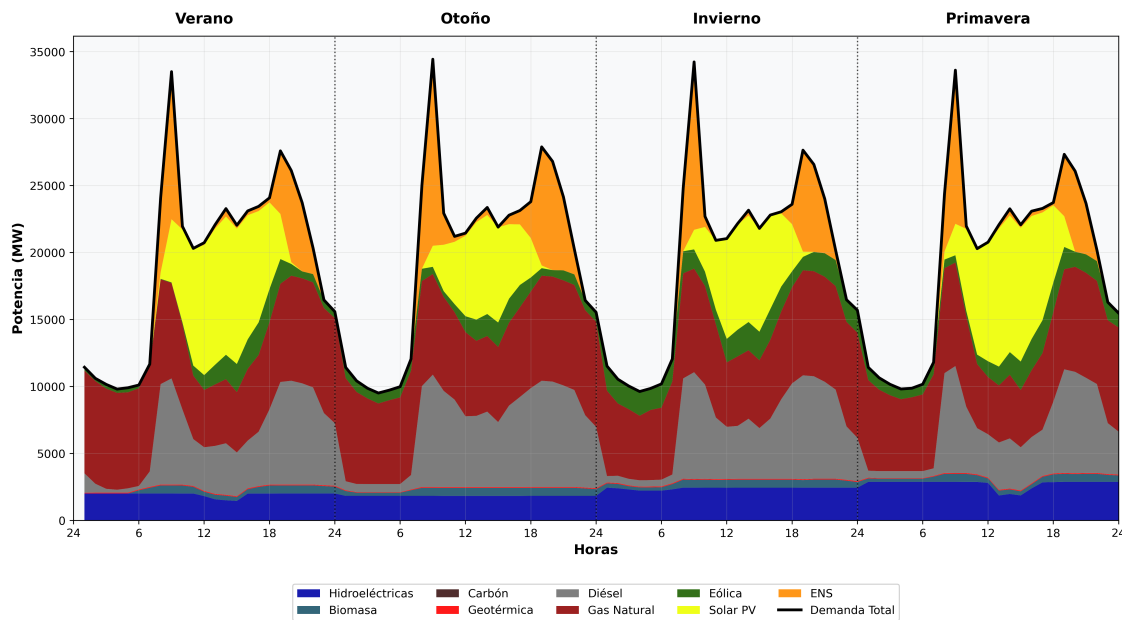


Figura 6.10: Resultados de generación - escenario 3.

Al igual que en el Escenario 1 se identifican dos episodios de ENS por cada día representativo, uno matutino, entre aproximadamente las 7 y las 9 horas, y otro de menor magnitud durante el atardecer, entre las 18 y las 21 horas. El origen de ambos episodios es el mismo que se explicó para el Escenario 1, pero en este escenario su severidad se ve agravada por el mayor nivel de demanda convencional, alcanzando peaks de hasta 34.500 MW.

Al tratarse de un escenario sin gestión de demanda, el aporte de flexibilidad por parte de los VEs al requerimiento de reserva operativa es nulo. Como los VEs se comportan como cargas puramente pasivas, el sistema se ve obligado a delegar el 100 % de esta responsabilidad a las unidades convencionales, replicando la rigidez operativa ya identificada en el Escenario 1

Esta limitación física se confirma y agudiza en la provisión de respuesta de frecuencia, cuyo comportamiento se presenta en la Figura 6.11. El requerimiento dinámico del sistema es cubierto en su absoluta totalidad por los generadores térmicos.

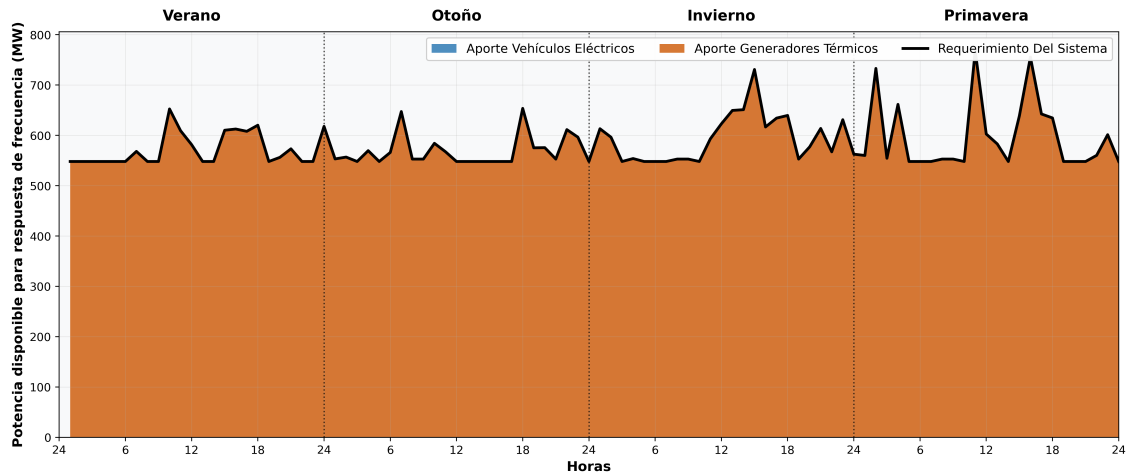


Figura 6.11: Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 3.

Al igual que en el Escenario 1, la forma escalonada de esta curva responde a la definición del parámetro SRP_t (Ecuación 4.26), determinado por la capacidad del generador térmico de mayor tamaño comprometido en cada hora. Dado que el parque de generación térmica es idéntico entre ambos escenarios, el rango de valores que puede alcanzar esta curva está acotado por la misma cota física identificada en el Escenario 1

6.4. Escenario de estudio 4: Dmax + VEs + GD

Este escenario considera una demanda convencional máxima con gestión de carga de VEs. El impacto sobre la infraestructura de transmisión se presenta en la Tabla 6.13: la solución del modelo selecciona un plan de expansión optimizado de seis líneas candidatas, con un costo total de inversión de 70,92 MUSD\$.

Tabla 6.13: Decisiones de inversión en transmisión - Escenario 4.

Nombre de la Línea Candidata	Costo de Inversión (MUSD\$)
Kapatur ->Lagunas	8,795
Cumbre 500 ->Cardones	19,000
Diego de Almagro ->Pan de Azúcar	23,130
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre 2	6,660
Itahue ->Ancoa 2	8,330
Nogales ->Quillota 2	5,000
Costo Total Inversión	70,920

El plan de inversión es idéntico en presupuesto, cantidad y composición al obtenido en el Escenario 2 (ver Tabla 6.5). Este resultado adquiere especial relevancia al contrastarlo con el comportamiento observado entre los Escenarios 1 y 3, donde el incremento de demanda convencional sí modificaba el plan óptimo de inversión, reduciéndolo de nueve a ocho líneas. En cambio, cuando se utiliza la gestión de carga de los VEs, el sistema requiere exactamente la misma infraestructura de transmisión adicional. Esto demuestra que la flexibilidad de los VEs, operada de manera inteligente, no solo

es capaz de absorber el crecimiento de la demanda convencional sin requerir adiciones de infraestructura secundarias, sino que estabiliza la necesidad de inversión en un nivel mínimo estructural, independiente de las condiciones de demanda del sistema.

El costo operativo total es de 22.309,97 MUSD\$ (ver Tabla 6.14). Al comparar este valor con los 65.531,25 MUSD\$ obtenidos en el Escenario 3, se constata una reducción de 43.221,28 MUSD\$, equivalente a un 65,96 % en los costos operativos de la función objetivo. El principal motor de este ahorro es la drástica disminución de la ENS, la cual baja desde 22.131,25 MUSD\$ a tan solo 821,40 MUSD\$ (una reducción del 96,29 %). Si bien las condiciones extremas de demanda máxima impiden alcanzar un valor de cero de ENS como en el Escenario 2, el modelo logra mitigar casi la totalidad de las penalizaciones mediante el desplazamiento de la carga de los VEs.

Tabla 6.14: Desglose de costos operativos y de penalización - Escenario 4.

Ítem operativo	Costo de operación (MUSD\$)
Generación térmica	21.279,51
Arranque y Parada (UC)	209,06
Costos por Vertimiento Solar	0,00
Costos por Vertimiento Eólico	0,00
Costo de Energía No Suministrada	821,40
Costo Total Operación	22.309,97

Asimismo, la flexibilidad de los VEs consigue erradicar por completo las penalizaciones por vertimiento solar y eólico, replicando en condiciones de demanda máxima el mismo resultado ya observado en el Escenario 2. A diferencia del Escenario 2, en este caso persiste un remanente de ENS (3,68 % del costo operativo) debido a las limitaciones de disponibilidad de la flota de VEs. Sin embargo, este valor representa solo un 3,7 % del ENS del Escenario 3, lo que confirma que la estrategia de gestión de demanda resulta altamente efectiva incluso bajo las condiciones más exigentes del estudio.

Por otra parte, el costo de generación térmica (21.279,51 MUSD\$) es el más alto de los cuatro escenarios evaluados, lo cual es consistente con el mayor nivel de demanda convencional que debe ser abastecido.

El costo total de la función objetivo para este escenario se consolida en 22.380,89 MUSD\$, tal como se presenta en la Tabla 6.15, lo que representa una reducción de 43.283,40 MUSD\$ respecto al Escenario 3.

Tabla 6.15: Resumen de la Función Objetivo - Escenario 4.

Inversión (MUSD\$)	Operación (MUSD\$)	Costo Total (MUSD\$)
70,92	22.309,97	22.380,89

Esta cifra demuestra cuantitativamente que la introducción de estrategias de carga inteligente permite disminuir tanto la inversión en la expansión de redes de transmisión como los costos de operación, incluso cuando se aumenta la demanda convencional.

Con el objetivo de complementar el análisis económico previo con una perspectiva de la operación física de la red, se examina la cargabilidad horaria de las líneas de transmisión existentes en este escenario. La Tabla 6.16 presenta las cinco líneas más exigidas, correspondientes nuevamente al mismo conjunto de corredores críticos identificado en los tres escenarios anteriores.

Tabla 6.16: Líneas existentes con mayores niveles de cargabilidad - Escenario 4.

Nombre	Número de línea	Cargabilidad máx. (%)	Cargabilidad media (%)	Horas saturada
Nogales->Quillota	41	100,0	100,0	96
Diego de Almagro->Cardones 500	26	100,0	100,0	96
Los Changos 220->Los Changos 500	11	100,0	99,9	94
Crucero-Encuentro->Atacama-Mejillones	16	100,0	91,3	69
Paposo->Etaltal	18	100,0	83,9	15

Este escenario presenta, con diferencia, el nivel de exigencia más severo de todo el estudio. Las líneas Nogales->Quillota y Diego de Almagro->Cardones 500 alcanzan una cargabilidad media del 100,0 %, saturadas durante la totalidad de las 96 horas simuladas en los cuatro días representativos, la línea Los Changos 220->Los Changos 500 presenta un comportamiento prácticamente idéntico, con 99,9% de cargabilidad media y saturación en 94 de las 96 horas. En otras palabras, bajo la combinación de demanda convencional máxima y gestión inteligente de VEs, estos tres corredores dejan de operar como cuellos de botella intermitentes para convertirse en restricciones permanentes del sistema.

Este resultado, sin embargo, no es contradictorio con la reducción de costos y de ENS documentada en la sección anterior, sino que constituye su contraparte, la misma gestión de demanda que permite absorber íntegramente la generación solar y aliviar la presión sobre el parque térmico exige, a cambio, una utilización extrema y sostenida de los corredores de evacuación renovable. Esto queda de manifiesto al notar que el plan de expansión de este escenario es idéntico al del Escenario 2, pese a que la red existente opera aquí en un régimen de saturación considerablemente más severo. Esto confirma que la gestión de demanda actúa como un sustituto directo de la expansión física de la red, permitiendo intensificar el uso de la capacidad de transporte ya construida en lugar de requerir su ampliación.

En la Figura 6.12 se expone la matriz de generación porcentual, donde resalta la notable recuperación en la participación de la energía solar fotovoltaica. Gracias a la flexibilidad de los VEs, la inyección solar asciende a un 20,9 % del total del sistema, frente al 16,4 % del Escenario 3.

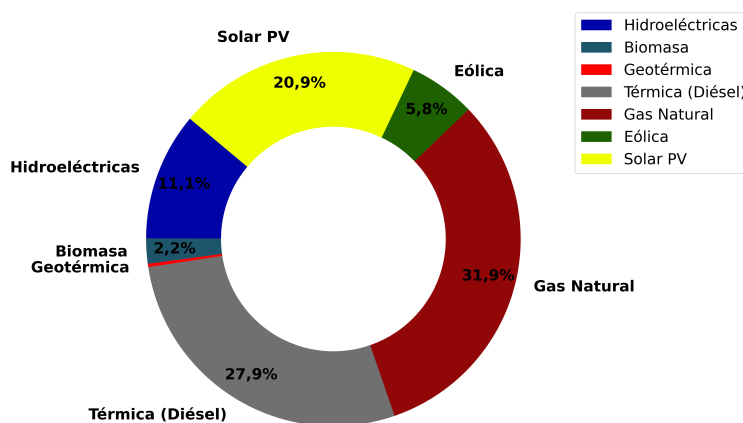


Figura 6.12: Porcentaje de generación por tecnología - escenario 4.

Cabe destacar que, a diferencia de la generación solar fotovoltaica, la generación a diésel también incrementa su participación respecto al Escenario 3, reflejando el mayor requerimiento de generación

térmica de punta necesario para cubrir el remanente de ENS.

Como se observa en la Figura 6.13, la aplicación de la gestión de carga de los VEs transforma radicalmente el perfil de la demanda total respecto al caso de estudio anterior. La flexibilización de este consumo permite maximizar el aprovechamiento de la generación solar fotovoltaica, desplazando estratégicamente la carga hacia los bloques horarios con excedentes de radiación. Esta dinámica operativa resulta fundamental para erradicar el vertimiento renovable y reducir drásticamente la ENS.

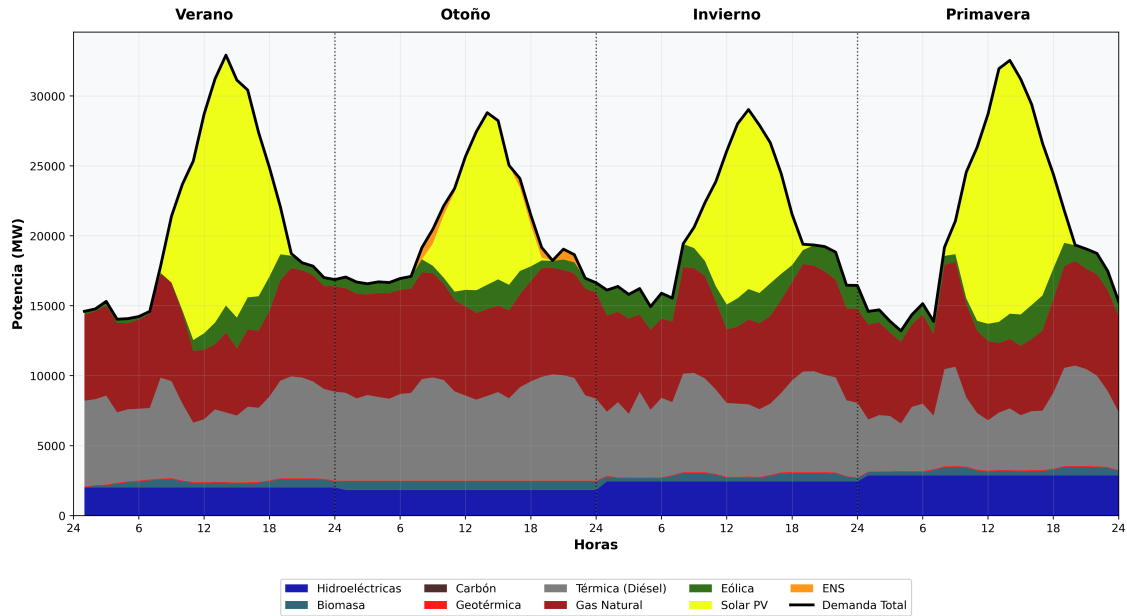


Figura 6.13: Resultados de generación - escenario 4.

Es importante identificar en que instantes del horizonte temporal se genera la ENS, a partir de la Figura 6.13 se puede observar que a diferencia de los Escenarios 1 y 3, donde este déficit se concentraba en peaks agudos y aislados coincidentes con la conexión matutina de VEs, en este escenario la ENS se manifiesta únicamente durante el día representativo de Otoño, en los bloques de transición inmediatamente anteriores y posteriores al peak de generación solar fotovoltaica. Este resultado es coherente con lo establecido en la sección (ver Figura 5.5) donde el otoño corresponde a la estación con menor disponibilidad de recurso solar de las cuatro evaluadas.

La Figura 6.14 expone el impacto de la flexibilidad de la demanda de los VEs bajo condiciones de máxima exigencia. La curva punteada representa el requerimiento original del sistema, mientras que la línea continua ilustra la demanda total resultante tras la optimización. Se evidencia de forma clara donde el modelo reduce drásticamente los pronunciados peaks de consumo (áreas sombreadas en rojo), especialmente en el horario diurno y nocturno. Esta energía desplazada es reubicada estratégicamente en periodos de menor estrés operativo (áreas sombreadas en verde). Al concentrar la recuperación de carga principalmente en las horas centrales del día y durante la madrugada, el sistema logra absorber íntegramente la generación solar fotovoltaica, eliminando el vertimiento y mitigando casi por completo la masiva ENS registrada en el Escenario 3.

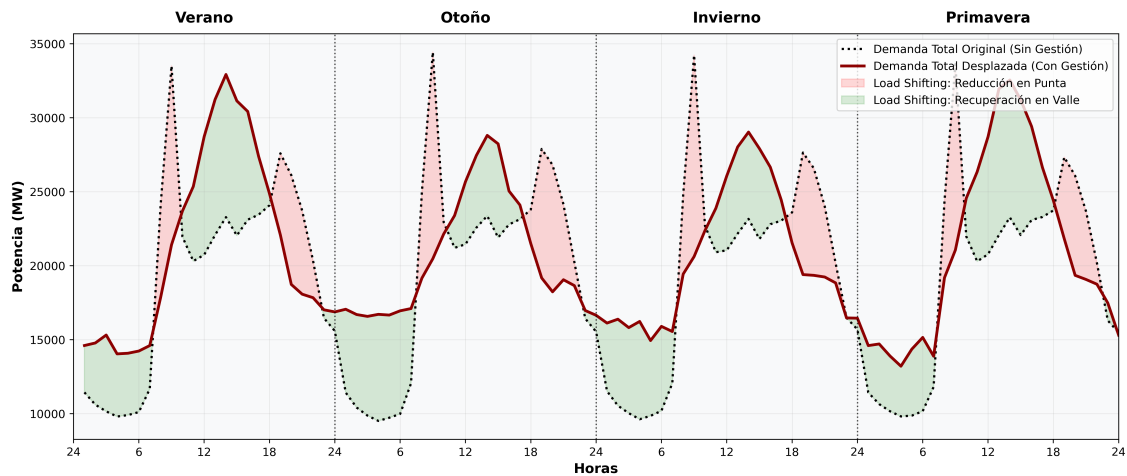


Figura 6.14: Impacto de la gestión de VEs - escenario 4.

Al igual que en el Escenario 2, se distinguen dos ventanas de reducción de punta por cada día representativo, una principal en el bloque matutino (07:00 a 10:00 horas aproximadamente), donde se suprime el pronunciado peak asociado a la conexión de VEs privados, y una segunda de menor magnitud en el bloque vespertino (18:00 a 21:00 horas). Sin embargo, bajo este escenario de demanda convencional máxima, la magnitud absoluta de ambas reducciones es considerablemente mayor que en el Escenario 2. En Otoño, por ejemplo, el peak original de aproximadamente 34.500 MW se reduce hasta cerca de 29.000 MW, una diferencia superior a 5.000 MW en un solo bloque horario.

La Figura 6.15 muestra que la flexibilidad de los VEs es capaz de satisfacer el 100 % del requerimiento sistémico de reserva operativa a lo largo de todo el horizonte de evaluación. Esto libera por completo a las unidades térmicas de esta obligación, permitiéndoles destinar toda su capacidad disponible exclusivamente al despacho de energía.

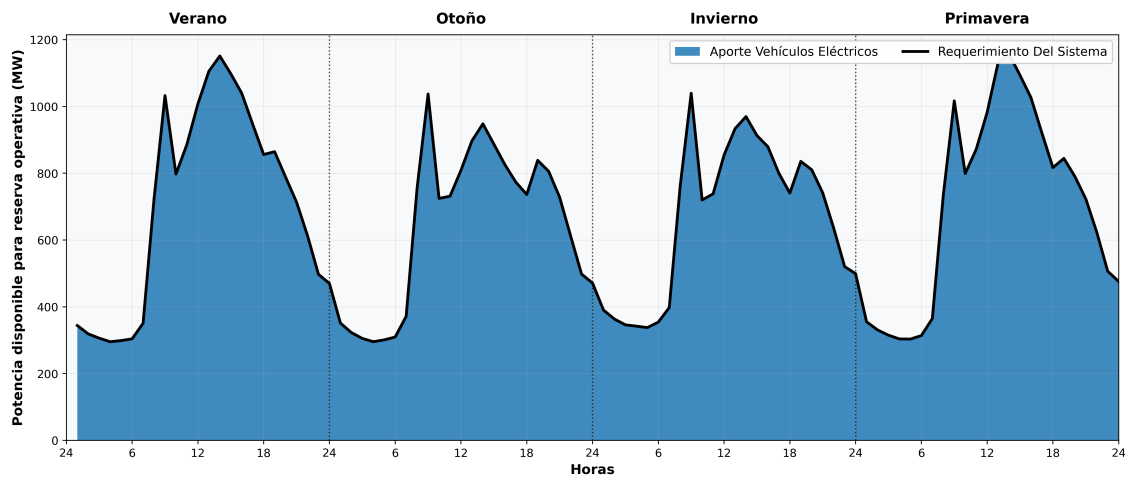


Figura 6.15: Potencia disponible para reserva operativa - escenario 4.

Se observa además que los peaks de la curva son notoriamente más altos que en el Escenario 2, alcanzando hasta 1.150 MW frente a los 1.100 MW previos, consistente con el mayor nivel de demanda convencional propio de este escenario.

Por su parte, la Figura 6.16 muestra que la potencia disponible para respuesta de frecuencia está dominada por el aporte de los VEs. La participación de los generadores térmicos queda relegada a un rol de respaldo durante los bloques de menor disponibilidad de VEs (aproximadamente entre las 00:00 y las 08:00 horas de cada estación), replicando el mismo comportamiento ya explicado para el Escenario 2.

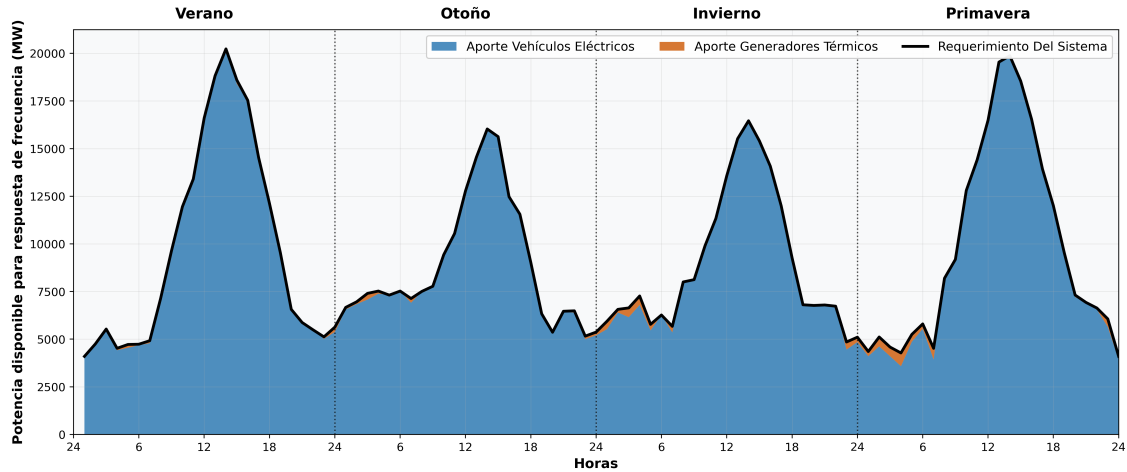


Figura 6.16: Potencia disponible para respuesta de frecuencia - escenario 4.

6.5. Resumen de resultados

En esta sección se presenta un resumen de los resultados de los escenarios detallados en las secciones anteriores. A partir de la Tabla 6.17, los resultados demuestran que, cuando se gestiona la carga de los VEs, se reducen los costos totales en un 69,27 % al comparar los Escenarios 1 y 2. Por otra parte, entre los Escenarios 3 y 4 la reducción de costos totales es de un 65,92 %, debido principalmente a la erradicación de los costos por vertimiento renovable y a la disminución de la ENS.

Tabla 6.17: Resumen de los resultados de los costos de operación e inversión.

Costos (MUSD\$)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Costos de Inversión	170,78	70,920	130,040	70,920
Costos de Generación	15.370,94	17.488,61	17.339,21	21.279,51
Arranque y Parada (UC)	507,47	185,53	457,53	209,06
Costos de Vertimiento	25.389,02	0	25.606,26	0
Costos de Energía No Suministrada	16.312,31	0	22.131,25	821,40
Costo Total	57.750,52	17.745,06	65.664,29	22.380,89

Si bien la disminución del costo total es notoria, resulta especialmente revelador observar cómo cambia la composición del costo de operación entre escenarios, tal como se presenta en la Tabla 6.18. En los escenarios sin gestión de carga, la generación térmica representa entre un 26 % y un 27 % del costo operativo total, mientras que el resto corresponde a penalizaciones por vertimiento o ENS. Al incorporar gestión de demanda, esta proporción se invierte casi por completo, con la generación térmica concentrando entre un 95 % y un 99 % del costo operativo. En otras palabras, la

gestión de VEs no solo reduce el costo total del sistema, sino que transforma su naturaleza, de un sistema que gasta mayoritariamente en ineficiencia, a uno que gasta casi en su totalidad en energía efectivamente entregada.

Tabla 6.18: Composición porcentual del costo operativo por escenario.

Ítem operativo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Generación térmica	26,70 %	98,95 %	26,46 %	95,38 %
Arranque y Parada (UC)	0,88 %	1,05 %	0,70 %	0,94 %
Vertimiento	44,10 %	0,00 %	39,07 %	0,00 %
Energía No Suministrada	28,33 %	0,00 %	33,77 %	3,68 %

En la Tabla 6.19 se detalla la cantidad de potencia asociada a la gestión de carga de los vehículos eléctricos. Como es esperable, los Escenarios 1 y 3 presentan valores nulos, ya que corresponden a los casos base donde no se implementan estrategias de flexibilidad.

Por otro lado, al evaluar los casos con gestión activa, se observa que en el Escenario 4 se desplazan 183.358,70 MW y se recuperan 326.452,87 MW, lo que representa un incremento del 15,19 % y del 8,52 %, respectivamente, en comparación con los volúmenes gestionados en el escenario 2. Este aumento en los niveles de intervención se explica directamente por las condiciones de estrés del sistema, al enfrentar un perfil de demanda convencional máxima, el modelo debe remover una cantidad significativamente mayor de carga de las horas punta vespertinas para reubicarla en los valles diurnos y de madrugada, garantizando así la seguridad operativa y el aprovechamiento de los recursos sin requerir expansión adicional de la red.

Cabe destacar que, en ambos escenarios con gestión, la magnitud de la carga recuperada es mayor a la carga desplazada. Esta asimetría se justifica por dos factores del modelo. En primer lugar, por la eficiencia de las baterías ($\eta_{EV} = 0,93$), la cual exige físicamente inyectar más energía de la que se desplazó para compensar las pérdidas del proceso de carga. En segundo lugar, al formularse el balance energético de los VEs como una desigualdad (ecuación 4.25), el modelo aprovecha la flexibilidad de los VEs para aumentar la carga durante las horas de alta generación solar fotovoltaica, disminuyendo así el vertimiento de energía.

Tabla 6.19: Resumen carga desplazada y recuperada VEs.

Potencia (MW)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Carga Desplazada	0	159.184,18	0	183.358,70
Carga Recuperada	0	300.826,93	0	326.452,87

En la Tabla 6.20 se presentan los resultados de ENS y vertimiento para cada caso. Al comparar los Escenarios 1 y 3, se confirma en términos de energía el mismo comportamiento asimétrico ya identificado en términos de costos, mientras que el vertimiento renovable prácticamente no varía con el incremento de demanda convencional, la ENS se incrementa de forma sustancial. Esto confirma, que el vertimiento está limitado por la disponibilidad del recurso renovable, mientras que la ENS depende directamente de la capacidad del parque térmico para seguir la exigencia del sistema.

Tabla 6.20: Resultados ENS y vertimiento.

Potencia	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Energía No Suministrada (MWh)	119.176,72	0	161.689,49	6.001,12
Vertimiento (MW)	139.117,94	0	140.308,25	0

El efecto de la gestión de demanda, en cambio, es uniforme sobre ambos indicadores, en el Escenario 2, tanto la ENS como el vertimiento se reducen a cero, erradicando por completo ambas ineficiencias. Bajo demanda máxima, el vertimiento también se elimina en su totalidad, mientras que la ENS se reduce en un 96,29% respecto al Escenario 3. Este remanente, se concentra específicamente en el día representativo de otoño, la estación de menor disponibilidad solar del año (ver Figura 5.5), evidenciando que el único límite que la gestión de demanda no logra superar es la disponibilidad física del recurso renovable en el peor caso estacional.

Cabe destacar que esta eliminación del vertimiento y de la ENS no implica una menor exigencia física sobre la red de transmisión existente, sino todo lo contrario. Como se estableció en el análisis de cargabilidad, la energía que en los Escenarios 1 y 3 era desperdiciada como vertimiento es, en los Escenarios 2 y 4, efectivamente transportada hacia los centros de consumo, incrementando de forma sostenida la cargabilidad de los corredores críticos de transporte de generación renovable (líneas 11, 26 y 41). La gestión de demanda, por tanto, no reduce la exigencia sobre la infraestructura existente, sino que la convierte en un uso más intensivo y productivo.

La Tabla 6.21 presenta el número de líneas candidatas seleccionadas para cada uno de los escenarios analizados. Los escenarios sin gestión de demanda (1 y 3) requieren una mayor expansión de la red para aliviar la congestión durante las horas de mayor demanda. Por otro lado, al incorporar la gestión de carga de los VEs (Escenarios 2 y 4), el número de líneas a construir se reduce a solo seis, evidenciando el efecto de la flexibilidad de la demanda sobre las decisiones de inversión.

Resulta interesante observar que los Escenarios 2 y 4 presentan la misma cantidad de líneas construidas, a pesar de corresponder a condiciones de demanda convencional mínima y máxima, respectivamente. Esto se debe a que, en el Escenario 4, la mayor demanda genera niveles de congestión que no pueden ser mitigados de forma económicamente eficiente mediante las líneas candidatas disponibles (ver Tablas 6.8 y 6.16). En consecuencia, el modelo determina que la construcción de líneas adicionales no resulta óptima y opta por penalizar la demanda no abastecida mediante la variable de ENS, en lugar de incrementar la inversión en transmisión.

Tabla 6.21: Resultados de cantidad de líneas a invertir.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Cantidad de líneas	9	6	8	6

Conclusiones y trabajo futuro

7.1. Conclusiones

El objetivo principal de esta memoria de titulación fue desarrollar un modelo de planificación óptima de redes de transmisión considerando la alta penetración de VEs y la flexibilidad de la demanda. El modelo desarrollado permite cuantificar el impacto de una carga no coordinada de VEs sobre la TEP, así como el valor técnico-económico de su flexibilidad operativa. En conjunto, estos resultados demuestran que el paradigma de integración adoptado es lo que determina si la electromovilidad constituye un riesgo estructural para el sistema eléctrico o una herramienta efectiva de flexibilidad.

Para sustentar este resultado, la revisión bibliográfica desarrollada en el Capítulo 2 permitió identificar los principales enfoques utilizados en la literatura para representar la TEP, los esquemas de carga de VEs (no inteligente, inteligente y V2G), las formulaciones del problema de UC, y los requerimientos de reserva operativa y respuesta de frecuencia. Esta revisión sentó las bases conceptuales que permitieron identificar en [1] el modelo de planificación de referencia sobre el cual se construyó y extendió la presente memoria, incorporando restricciones de UC y de seguridad operativa ausentes en dicho trabajo, además de una reformulación de la flexibilidad de los VEs. De este mismo trabajo se adoptó la metodología y base de datos utilizada para construir los perfiles horarios diferenciados de VEs privados, taxis y buses, enfoque que resultó adecuado para los fines del estudio al permitir representar de forma realista el patrón de conexión característico de los VEs.

Los resultados evidencian que la carga no inteligente de los VEs (Escenarios 1 y 3) genera una ineficiencia estructural en el sistema. La simultaneidad de conexión de VEs durante las horas de la mañana genera peaks de demanda que los generadores térmicos son incapaces de seguir, provocando niveles de ENS de 119.176,72 MWh bajo demanda mínima y de hasta 161.689,49 MWh bajo demanda máxima, por otro lado, el vertimiento se mantiene en una magnitud prácticamente constante entre ambos niveles de demanda 139.117,94 y 140.308,25 MWh respectivamente, confirmando que dicho vertimiento está limitado por la disponibilidad del recurso renovable y no por el nivel de consumo. Esta ineficiencia se traduce en que, bajo carga no inteligente, la generación térmica efectivamente despachada representa apenas entre un 26,5 % y un 27 % del costo operativo total, mientras que el resto corresponde íntegramente a penalizaciones por vertimiento y ENS, elevando el costo total de la función objetivo a 57.750,52 MUSD\$ y 65.664,29 MUSD\$ en los Escenarios 1 y 3, respectivamente.

La incorporación de la gestión de demanda corrigió este comportamiento de manera notable. El modelo logró mitigar por completo el vertimiento y la ENS en el Escenario 2 y reducir la ENS en un 96,29 % en el Escenario 4. Como consecuencia, la composición del costo operativo se invirtió casi por completo, con la generación térmica efectiva pasando a representar entre un 95 % y un 99 % del costo de operación total, evidenciando una transformación del sistema desde uno que gastaba mayoritariamente en ineficiencia hacia uno que gasta casi en su totalidad en energía productiva. Esto permitió reducir el costo total de la optimización a 17.745,06 MUSD\$ y 22.380,89 MUSD\$ en los Escenarios 2 y 4, equivalente a una disminución del 69,27 % y del 65,92 % respecto a los escenarios sin gestión de carga.

Desde la perspectiva de inversión, se determinó que las decisiones de expansión no responden de

manera arbitraria, sino que priorizan sistemáticamente los refuerzos de menor costo. La gestión de demanda permitió, en consecuencia, prescindir específicamente de las inversiones menos eficientes del plan de expansión, reduciendo el plan óptimo de nueve y ocho líneas candidatas en los Escenarios 1 y 3 a seis líneas candidatas en los Escenarios 2 y 4, demostrando que dicho núcleo de inversión resulta independiente del nivel de demanda convencional cuando existe flexibilidad operativa.

Este beneficio económico, sin embargo, posee una contraparte física que no debe subestimarse. El análisis de cargabilidad de líneas reveló que la energía renovable que bajo carga no inteligente era vertida es, en los escenarios con gestión de demanda, efectivamente transportada hacia los centros de consumo, incrementando de forma sostenida la cargabilidad de los corredores críticos de transporte de energía renovable. En el Escenario 4, donde se presenta la mayor exigencia combinada del estudio, este efecto se agudizó hasta el punto de que las líneas Nogales->Quillota y Diego de Almagro->Cardones alcanzaron una cargabilidad media del 100 %, encontrándose saturadas durante la totalidad del horizonte simulado. Este resultado matiza la conclusión anterior, la gestión de demanda sustituye la inversión en transmisión, pero a costa de una utilización considerablemente más intensiva de la infraestructura existente.

Finalmente, la aplicación del modelo sobre este caso de estudio permitió también verificar la contribución de la flexibilidad de los VEs a los requerimientos de seguridad operativa del sistema. Los resultados muestran que, bajo gestión de carga, la flota de VEs es capaz de satisfacer el 100 % del requerimiento de reserva operativa y de respuesta de frecuencia del sistema en la totalidad del horizonte evaluado, liberando al parque generador térmico de estas obligaciones de seguridad y reduciendo sus costos de arranque y parada en más de un 60 % respecto a los escenarios sin gestión, evidenciando una estabilización del compromiso de las unidades térmicas y una consecuente disminución de su desgaste operativo.

En conclusión, este trabajo demuestra que la integración de VEs con gestión de carga inteligente, transforma de manera significativa las decisiones de expansión y operación del sistema eléctrico. Los resultados muestran beneficios tanto técnicos como económicos, siempre que se gestione adecuadamente el incremento en la cargabilidad de la infraestructura de transmisión existente que esta flexibilidad genera.

7.2. Trabajos futuros

A partir de los hallazgos identificados en el presente trabajo, se proponen las siguientes líneas de desarrollo para estudios posteriores.

- Incorporar a la función objetivo los costos asociados a la degradación de las baterías de los VEs, así como modelar esquemas de incentivos económicos que aseguren la participación de los usuarios en la gestión de la demanda.
- Integrar Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) en nodos estratégicos del modelo reducido del SEN, con el objetivo de erradicar definitivamente el remanente de ENS observado en el Escenario 4.
- Expandir la formulación matemática hacia la tecnología V2G, habilitando a las flotas vehiculares para inyectar potencia directamente a la red durante periodos críticos, en lugar de limitarse a la reducción o desplazamiento de su consumo.
- Incorporar la incertidumbre asociada a la proyección de adopción de VEs y a los perfiles de generación renovable mediante un enfoque de optimización estocástica o robusta, en lugar del enfoque determinista adoptado en este trabajo, con el fin de evaluar la robustez del plan de expansión ante desviaciones respecto a los escenarios proyectados.
- Incorporar líneas de transmisión HVDC como alternativas de expansión dentro del conjunto de líneas candidatas, desarrollando una formulación que represente sus características operativas y de control, con el fin de evaluar su impacto sobre las decisiones de inversión y la operación del sistema.

Bibliografía

- [1] N. Segura, A. Villamarín, D. Espín, and F. Muñoz, “Assessing the Impacts of Electric Vehicle Demand Management on Transmission Expansion Planning,” *IEEE Chilecon*, 2023.
- [2] Naciones Unidas, “El Acuerdo de París,” Accedido el 22 de mayo de 2025. [Online.] Available: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>.
- [3] Ministerio de Hacienda de Chile, “¿Cuáles son las metas comprometidas en las NDC de Chile? ¿cuándo proyectan la carbono neutralidad?” Accedido el 15 de julio de 2026. [Online.] Available: <https://www.hacienda.cl/areas-de-trabajo/finanzas-internacionales/oficina-de-la-deuda-publica/preguntas-frecuentes/bonos-verdes/-cuales-son-las-metas-comprometidas-en-las-ndc-de-chile-cuando-proyectan-la>.
- [4] Ministerio de Energía de Chile, “Indicadores Ambientales - Contribución del sector a las emisiones GEI Nacionales,” Accedido el 22 de mayo de 2025. [Online.] Available: <https://energia.gob.cl/indicadores-ambientales-contribucion-del-sector-las-emisiones-gei-nacionales>.
- [5] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Sector Energía,” Accedido el 22 de mayo de 2025. [Online.] Available: <https://snichile.mma.gob.cl/sector-energia/>.
- [6] A. Foley, B.Ó. Gallachóir, “Analysis of electric vehicle charging using the traditional generation expansion planning analysis tool WASP-IV,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 3, 2015.
- [7] Ministerio de Energía de Chile, “Estrategia Nacional de Electromovilidad,” 2021.
- [8] R.d.C.O. Santos, T.P. Abud, Y. Lopez, and B.S.M.C. Borba, “Systematic Literature Review of electric vehicles within the expansion planning of electrical power systems,” *Results in Engineering* 25, 2025.
- [9] M.A. Hasan, E.F. Shair, J. Rahman, N.H. Ali, K.A. Rahman, and M.S. Hossain, “Electric vehicle integration with smart grids: A comprehensive review of renewable energy Integration for Future V2G Systems,” *International Journal of Robotics and Control Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 937–963, 2026.
- [10] E. Nejla, K. Saidani, and M. Besbes, “Overcoming the integration bottleneck: a global review of renewable energy and grid adaptation strategies,” *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 44, no. 1, 2025.
- [11] S. Borozan, S. Giannelos, and G. Strbac, “Strategic network expansion planning with electric vehicle smart charging concepts as investment options,” *Advances in Applied Energy* 5, 2022.
- [12] Z. Wang, P. Jochem, and W. Fichtner, “A scenario-based stochastic optimization model for charging scheduling of electric vehicles under uncertainties of vehicle availability and charging demand,” *Journal of Cleaner Production*, 2020.
- [13] Z. Ullah, M. Zeeshan, and S. Ahmed, “Practical Implementation of Electric Vehicle Integration into a Microgrid using V2G and G2V,” *IEEE International Conference on Smart Mobility*, 2023.

- [14] F. Manríquez, E. Sauma, J. Aguado, S. de la Torre, and J. Contreras, “The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning,” *Applied Energy*, 2020.
- [15] Garces, Lina P. and Conejo, Antonio J. and Garcia-Bertrand, Raquel and Romero, Rubén, “A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1513–1522, 2009.
- [16] S. Binato, M.V.F. Pereira, and S. Granville, “A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, pp. 235–240, 2001.
- [17] B. Hariprasad, G. Sreenivasan, S. Anil Kumar, and B. Mallikarjuna, “Vehicle-to-Grid Power Transfer Method for Electric Vehicles using Off-Board Charges,” *International Journal of Electrical and Electronics Research*, 2024.
- [18] S. N. Jahromi, A. Askarzadeh, and A. Abdollahi, “Modelling probabilistic transmission expansion planning in the presence of plug-in electric vehicles uncertainty by multi-state Markov model,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 7, p. 1716–1725, 2017.
- [19] J. Meus, K. Poncelet, and E. Delarue, “Applicability of a Clustered Unit Commitment Model in Power System Modeling,” *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 33, no. 2, p. 2195–2204, 2018.
- [20] M. Carrión, and J. M. Arroyo, “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,” *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 21, no. 3, p. 1371–1378, 2006.
- [21] D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic, and G. Strbac, “Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems,” *IEEE Transactions on smart grid*, 2014.
- [22] C. Velazquez, “Robust And Efficient Desicion Making For Transmission Expansion Planning Under Uncertainty,” Ph.D. dissertation, Pontificia Universidad Católica De Chile, 2017.
- [23] C. Shengming and W. Bukhsh, “A Review of Evolving Challenges in Transmission Expansion Planning Problems,” *IEEE Access*, vol. 13, pp. 39 964–39 981, 2025.
- [24] T. Akbari and M. Tavakoli Bina, “Approximated MILP model for AC transmission expansion planning: Global solutions versus local solutions,” *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 10, no. 7, p. 1563–1569, 2016.
- [25] A.J. Conejo, L. Baringo, S. Jalal Kazempour and A.S. Siddiqui, “Investment in electricity generation and transmission: Decision making under uncertainty,” 2016.
- [26] R. Hemmati, R. Hooshmand, Rahmat-Allah, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013.
- [27] P.V. Vilaça, and J.T. Saraiva, “State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 111, no. 10, pp. 411–424, 2019.
- [28] Niharika, S. Verma, and V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: A review,” *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, 2016.

- [29] A. Bhardwaj, V. Kumar, V. Shukla, B. Singh, and P. Khurana, "Unit commitment in electrical power system-a literature review," *IEEE International Power Engineering and Optimization Conference Melaka, Malaysia*, 2012.
- [30] B. Saravanan, D. Siddharth, S. Sikri, and D.P. Kothari, "A solution to the unit commitment problem—a review," *Higher Education Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, vol. 7, no. 2, pp. 223–236, 2013.
- [31] C. Gentile, G. Morales-España, and A. Ramos, "A Tight MIP Formulation of the Unit Commitment Problem with Start-up and Shut-down Constraints," *European Journal of Operational Research*, vol. 5, no. 1, pp. 177–201, 2014.
- [32] A.V. Seleznev, "Dynamic unit commitment problem of controlling a power system in a competitive electricity market," *Journal of Computer and Systems Sciences International*, vol. 54, no. 4, pp. 546–566, 2015.
- [33] S. Sabir, H. Rizvi, K.T. Chaturvedi, and M.L. Kolhe, "A review on peak shaving techniques for smart grids," *AIMS Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 723–752, 2023.
- [34] N.E.M. Zahari, H. Mokhlis, H. Mubarak, N.N. Mansor, M.F. Sulaima, A.K. Ramasamy, M.F. Zulkapli, M.A.B Ja'Apar, M. Jaafar, and M.B. Marsadek, "Integrating Solar PV, Battery Storage, and Demand Response for Industrial Peak Shaving: A Systematic Review on Strategy, Challenges and Case Study in Malaysian Food Manufacturing," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 106 832–106 856, 2024.
- [35] H. Guo, Y. Wang, S. Liu, L. Tang, L. Li, and S. Mei, "Research on Capacity Allocation of Grid Side Energy Storage Participating in Power System Peak Shaving," pp. 1164–1169, 2022.
- [36] M.A. López, S. de la Torre, S. Martín, and J.A. Aguado, "Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 64, pp. 689–698, 2015.
- [37] P. Mesaric, and S. Krajcar, "Home demand side management integrated with electric vehicles and renewable energy sources," *Energy and Buildings*, vol. 108, pp. 1–9, 2015.
- [38] S. Kumar, A. Kumar, A. Jain, P. Mathuria, and R. Bhakar, "Long-term power system planning considering increased electric vehicle penetration: A systematic approach," *International Conference for Advancement in Technology*, 2023.
- [39] M. Motalleb, M. Thornton, E. Reihani, and R. Ghorbani, "Providing frequency regulation reserve services using demand response scheduling," *Energy Conversion and Management*, vol. 124, pp. 439–452, 2016.
- [40] S. You, "Adaptive Frequency Response Reserve based on Real-time System Inertia," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2021.
- [41] Comisión Nacional de Energía de Chile, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio," Accedido el 18 de julio de 2026. [Online.] Available:<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/NTSyCS-Enc-2025.pdf>, 2025.
- [42] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas," Accedido el 18 de julio de 2026. [Online.] Available:<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/06/Estudio-CFyDR-2025-Parte-1-Informe-Preliminar.pdf>, 2025.

- [43] Ministerio de Energía de Chile, “Planificación Eléctrica de Largo Plazo,” Accedido el 4 de enero de 2026. [Online.] Available:<https://energia.gob.cl/pelp>.
- [44] Coordinador Eléctrico Nacional, “Infotécnica Instalaciones en Operación,” Accedido el 27 de diciembre de 2025. [Online.] Available:<https://infotecnica.coordinador.cl/>.
- [45] Comisión Nacional de Energía, “Precio Nudo Corto Plazo,” Accedido el 27 de diciembre de 2025. [Online.] Available:<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [46] L.S. Moulin, M. Poss, and C. Sagastizábal, “Transmission Expansion Planning with Re-design,” *Energy Systems*, vol. 1, pp. 113–139, 2010.
- [47] D. Papadaskalopoulos, G. Strbac, P. Mancarella, M. Aunedi, and V. Stanojevic, “Decentralized Participation of Flexible Demand in Electricity Markets—Part II: Application With Electric Vehicles and Heat Pump Systems,” *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3667–3674, 2013.
- [48] R. Doherty, and M. O’Malley, “A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity,” *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 587–595, 2005.
- [49] A. Molina, M. Falvey, and R. Rondanelli, “A solar radiation database for Chile,” pp. 1–11, 2017.
- [50] Coordinador Eléctrico Nacional, “Programas de Operación,” Accedido el 27 de diciembre de 2025. [Online.] Available:<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>.

Anexo

Tabla 8.1: Líneas de transmisión.

Nombre	Barra origen	Barra destino	Capacidad (MW)	x_l (p.u.)
Tarapacá ->Lagunas	1	2	368	0,01125
Lagunas ->Crucero-Encuentro	2	4	656	0,03545
Lagunas ->Los Changos 500	2	7	1500	0,2
Kapatur ->Los Changos 220	3	5	1500	0,001
Los Changos-Kapatur ->Laberinto-Domeyko	3	6	1920	0,0228
Kapatur ->Tarapacá	3	1	1500	0,2
Crucero-Encuentro ->Laberinto-Domeyko	4	6	568	0,0323
Crucero-Encuentro ->Los Changos 500	4	7	1500	0,0036
HVDC Crucero-Encuentro ->Cerro Navia-Lo Aguirre	4	29	3000	0,0149
Crucero-Encuentro ->Alto Jahuel	4	30	1500	0,055
Los Changos 220 ->Los Changos 500	5	7	900	0,0065
Los Changos 220 ->Atacama Mejillones	5	8	1500	0,2
Laberinto-Domeyko ->Atacama-Mejillones	6	8	1741	0,0494
Los Changos 500 ->Cumbre 500	7	10	1500	0,045
Los Changos 500 ->Paposo	7	9	1500	0,02
Crucero-Encuentro ->Atacama-Mejillones	8	4	1077	0,0374
Paposo ->Lalackama	9	11	285	0,0162
Paposo ->Etaltal	9	12	285	0,0162
Paposo ->Atacama Mejillones	9	8	1500	0,2
Paposo ->Cumbre 500	9	10	1500	0,2
Cumbre 500 ->Cumbre 220	10	13	750	0,01335
Cumbre 500 ->Cardones 500	10	7	1500	0,0223
Lalackama ->Diego de Almagro	11	14	285	0,0128
Etaltal ->Diego de Almagro	12	14	285	0,0128
Diego de Almagro ->Cumbre 220	14	13	750	0,0095
Diego de Almagro ->Cardones 500	14	15	197	0,06
Cardones ->Maitencillo	15	16	51,3	0,523
Cardones ->Maitencillo 500	15	19	600	0,0369
Cardones ->Cardones 500	15	17	430	0,00975
Maitencillo ->Punta Colorada 220	16	18	275	0,032
Maitencillo ->Maitencillo 500	16	19	430	0,00975

Tabla 8.2: Líneas de transmisión (continuación).

Nombre	Barra origen	Barra destino	Capacidad (MW)	x_l (p.u.)
Maitencillo ->Pan de Azúcar 110	16	20	78	0,62
Cardones 500 ->Maitencillo 500	17	19	1700	0,00368
Punta Colorada ->Pan de Azúcar 220	18	20	275	0,0263
Maitencillo 500 ->Pan de Azúcar 500	19	22	1700	0,0054
Pan de Azúcar ->Las Palmas	20	21	260	0,0318
Pan de Azúcar ->Pan de Azúcar 500	20	22	430	0,00975
Las Palmas ->Los Vilos	21	23	260	0,28
Pan de Azúcar 500 ->Polpaico	22	26	1700	0,0112
Los Vilos ->Nogales	23	24	260	0,368
Nogales ->Quillota	24	25	448	0,0121
Nogales ->Polpaico	24	26	1500	0,0147
Quillota ->Polpaico	25	26	1500	0,2
Polpaico ->Cerro Navia-Lo Aguirre	26	29	2365	0,0019
Polpaico ->Alto Jahuel	26	30	1500	0,2
Rapel 220 ->Melipilla	27	28	320	0,0462
Rapel 220 ->Cerro Navia-Lo Aguirre	27	29	386	0,08
Melipilla ->Cerro Navia-Lo Aguirre	28	29	386	0,03435
Cerro Navia-Lo Aguirre ->Alto Jahuel	29	30	2362	0,0021
Alto Jahuel ->Tinguiririca	30	31	396	0,05255
Alto Jahuel ->Ancoa	30	33	2500	0,033
Tinguiririca ->Itahue	31	32	396	0,05255
Itahue ->Ancoa	32	33	400	0,058
Ancoa ->Charrua	33	34	1500	0,1228
Charrua ->Cautín 500	34	36	750	0,0345
Charrua ->Temuco-Cautín	34	39	761	0,0442
Colbún ->Alto Jahuel	35	30	900	0,043
Colbún ->Ancoa 220	35	33	600	0,0001
Cautín 500 ->Ciruelos 500	36	38	750	0,63
Cautín 500 ->Temuco-Cautín	36	39	750	0,00021
Puerto Montt ->Rahue	37	40	145	0,045
Puerto Montt ->Pichirropulli	37	41	660	0,0225
Ciruelos 500 ->Pichirropulli	38	41	750	0,02
Ciruelos 500 ->Valdivia-Ciruelos	38	42	145	0,00021
Temuco-Cautín ->Valdivia-Ciruelos	39	42	390	0,0192
Rahue ->Pichirropulli	40	41	1500	0,2
Pichirropulli ->Valdivia-Ciruelos	41	42	580	0,0251
Pichirropulli ->Temuco-Cautín	42	39	660	0,2

Tabla 8.3: Generadores térmicos.

Tecnología	Barra	Costo (USD\$/MW)	Capacidad (MW)
DIESEL	1	260,48	28,7
DIESEL	2	260,48	23,8
DIESEL	2	260,48	86,7
GNL	3	87,95	207,4
GNL	3	87,95	273,1
GNL	3	87,95	279,2
DIESEL	4	260,48	28,9
DIESEL	4	260,48	28,9
DIESEL	4	260,48	47,2
DIESEL	4	260,48	100
DIESEL	4	260,48	402
GNL	4	87,95	47,2
GNL	4	87,95	402
GNL	5	87,95	254,2
DIESEL	6	260,48	29,9
COM	8	100	17,5
DIESEL	8	260,48	12,6
DIESEL	8	260,48	205,6
DIESEL	8	260,48	205,6
DIESEL	8	260,48	209,7
DIESEL	8	260,48	209,7
DIESEL	8	260,48	254,2
DIESEL	8	260,48	415,2
DIESEL	8	260,48	425,3
GNL	8	87,95	196,9
GNL	8	87,95	199,4
GNL	8	87,95	207,3
GNL	8	87,95	207,3
GNL	8	87,95	254,2
GNL	8	87,95	411,6
GNL	8	87,95	421,6
DIESEL	9	291,14	121,3
DIESEL	9	219,14	123,2
GNL	9	147,45	121,2
GNL	9	147,45	123,2
DIESEL	14	219,14	208,6
DIESEL	15	219,14	100
DIESEL	16	219,14	154,2
DIESEL	18	219,14	57,7
DIESEL	20	219,14	16,6

Tabla 8.4: Generadores térmicos (continuación).

Tecnología	Barra	Costo (USD\$/MW)	Capacidad (MW)
DIESEL	25	219,14	127,1
DIESEL	25	219,14	128,1
DIESEL	25	219,14	300,7
DIESEL	25	219,14	310
DIESEL	25	219,14	345,1
DIESEL	25	219,14	391
GNL	25	147,45	20
GNL	25	147,45	21,4
GNL	25	147,45	42
GNL	25	147,45	127,1
GNL	25	147,45	128,1
GNL	25	147,45	340
GNL	25	147,45	347,6
GNL	25	147,45	393,4
GNL	25	147,45	404,2
BIOMASA	26	40,55	20,2
DIESEL	26	219,14	131,9
BIOMASA	28	40,55	8,2
DIESEL	29	219,14	95,1
DIESEL	29	219,14	312,3
GNL	29	147,45	29,3
GNL	29	147,45	321,1
BIOMASA	30	40,55	14,4
DIESEL	30	219,14	3
DIESEL	30	219,14	124,7
DIESEL	30	219,14	128
GNL	30	147,45	124,7
GNL	30	147,45	128
BIOMASA	32	40,55	3
BIOMASA	32	40,55	17,3
BIOMASA	32	40,55	30
DIESEL	32	219,14	134,3
BIOMASA	34	40,55	35,3
BIOMASA	34	40,55	53,5
BIOMASA	34	40,55	220,2
DIESEL	34	219,14	63
DIESEL	34	219,14	102,8
DIESEL	34	219,14	137,6
DIESEL	34	219,14	299,2
DIESEL	37	219,14	152,7

Tabla 8.5: Generadores térmicos (continuación).

Tecnología	Barra	Costo (USD\$/MW)	Capacidad (MW)
DIESEL	23	219,14	80,8
DIESEL	23	219,14	66,5
DIESEL	25	219,14	257,2
DIESEL	25	219,14	57,7
DIESEL	25	219,14	92
DIESEL	39	219,14	15,2
DIESEL	40	219,14	12,1
BIOMASA	42	40,55	23
BIOMASA	42	40,55	38