

Evaluación técnico-económica de alternativas de transmisión para la inyección de potencia del polo de desarrollo Parinas al SEN

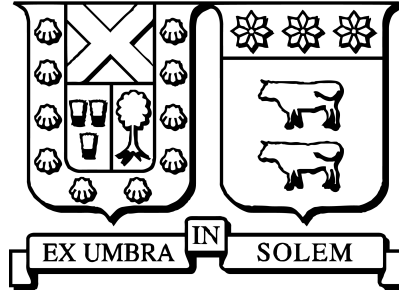
JORGE IGNACIO LEIVA MORALES

2023

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor guía:
Leonardo Gacitúa (UTFSM)

Santiago, Octubre, 2023.



Evaluación técnico-económica de alternativas de transmisión para la inyección de potencia del polo de desarrollo Parinas al SEN

JORGE IGNACIO LEIVA MORALES

2023

*“It gets easier,
everyday it gets a little easier,
but you gotta do it everyday, that’s the hard part”
— Bojack Horseman*

Agradecimientos

Me cuesta interiorizar que realmente estoy escribiendo esto.

Primero que todo, gracias a mi familia, a mi mamá por enseñarme a ser ordenado, metodológico y darme ese gustito por aprender más, de todas las cosas. Gracias a mi papá por ser la persona más inteligente que conozco, por enseñarme el valor del deporte, de hacer ejercicio, de nunca quedarme quieto, que levantarse un domingo a las 9 am en invierno para ir a jugar a la pelota no es tan malo. A mi hermana Belén por ser la persona que más quiero en este mundo y, gracias a ella, a la bubi que está haciéndole bastante pelea por el primer lugar. Gracias a Loreto por apoyarme e incentivarme a que siga avanzando, por ser la más constante que conozco. Gracias a Camilo por ser el más longi, por enseñarme que mientras tengas el futuro claro, vas a llegar ahí tarde o temprano.

Gracias a mis amigos, uf, los cabros, no se imaginan cuanto los quiero y cuan agradecido estoy de la vida por haberme puesto a las mejores personas que puedo pedir en mi camino. Los amo mucho, quizás ni lean esto pero no importa, se los diré siempre que pueda. Rod, Valo, Pablito, Bale, Fran, Sergi, Dani, Jean, Benja, gracias por existir. Que la vida nos siga dando noches de tarreo, juegos y el remix de cumbia anime.

Gracias a la popi y a la maca, por estar siempre, sea hablando todos los días o hablando una vez cada seis meses, todo se actualiza con un sushito o con una junta el 18. Las amo, gracias por crecer desde el colegio conmigo. Ya tendremos nuestra vida como en friends.

Gracias a Liliana, por tu apoyo, honestidad, comprensión y enorme corazón. Ninguna cantidad de líneas harán justicia a todo lo que quisiera escribir. Solo gracias, esto recién comienza.

Gracias a la gente en mi vida que ya no está, amigos y parejas que pasaron, cada uno aportó un granito de arena mayor o menor y que, en lo que sea que estén haciendo, les deseo lo mejor.

Gracias al profesor Gacitúa por mostrarme como ser un buen docente, buen profesional y buena persona, por todo el tiempo que me dedicó y porque cada consejo era acertado. Gracias al profesor Zurita por motivarme a aprender más y darme un gustito por la ingeniería eléctrica que no sabía que tenía.

Índice general

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	III
Índice de tablas	V
Nomenclatura	VI
Resumen	1
1. Introducción	3
2. Marco de referencia	5
2.1. Marco regulatorio de la transmisión eléctrica en Chile	5
2.1.1. Nueva ley de transmisión 20.936	6
2.1.1.a. Coordinador Eléctrico Nacional	7
2.1.2. Comisión Nacional de Energía	7
2.2. Planificación de la transmisión	7
2.3. Sistemas de almacenamiento	9
2.3.1. Tipos de almacenamiento	10
2.3.2. Baterías electroquímicas	11
2.3.2.a. Funcionamiento	11
2.3.2.b. Costos	12
2.3.3. Marco regulatorio	13
2.3.3.a. Ley de almacenamiento y electromovilidad	14
2.3.4. Almacenamiento en Chile y el mundo	15
2.3.4.a. Proyectos en Chile	15
2.3.4.b. Almacenamiento en el mundo	16
2.4. Sistema Eléctrico Nacional modelado	17
3. Antecedentes	20
3.1. Zona de estudio	20
3.2. Potencial ERNC	21
3.3. Sistema Eléctrico Nacional	23
3.3.1. Sistema eléctrico en el entorno de la subestación Parinas	23
3.4. Proyección de generación y demanda	24

4.	Alternativas de conexión	28
4.1.	Alternativas de conexión	28
4.1.1.	Alternativa 1	31
4.1.2.	Alternativa 2	32
4.1.3.	Alternativa 3	33
4.1.4.	Alternativa 4	33
4.1.5.	Alternativa 5	34
5.	Simulación	36
5.1.	Flex-Tran	36
5.1.1.	Optimización	36
5.1.1.a.	Restricciones	38
5.1.2.	Base de datos de entrada	38
5.1.2.a.	Caso de estudio	39
5.1.2.b.	Agrupaciones	40
5.1.2.c.	Modelo de expansión	42
5.1.2.d.	Caudales	42
5.1.2.e.	Escenarios	42
5.1.2.f.	Series de tiempo	42
5.1.3.	Archivos de Salida	43
5.1.4.	Parametrización del caso de estudio	46
5.1.4.a.	Costos de transformadores	46
5.1.4.b.	Costos combustibles	46
5.1.4.c.	Costos almacenamiento	47
5.2.	Integración de alternativas	47
5.2.1.	Limitaciones	49
6.	Resultados	50
6.1.	Caso base	50
6.2.	Alternativa 1	51
6.3.	Alternativa 2	53
6.4.	Alternativa 3	55
6.5.	Alternativa 4	57
6.6.	Alternativa 5	58
6.7.	Resultados con propuesta Flex-Tran	61
7.	Análisis	65
8.	Conclusiones	67
8.1.	Trabajos futuros	68
	Anexos	71
A.1.	Determinación de alternativas de conexión	71
A.2.	Validación de resultados	74
A.3.	Congestiones en líneas del SEN.	76
A.3.1.	Alternativa 1	76
A.3.2.	Alternativa 2	77
A.3.3.	Alternativa 3	78
A.3.4.	Alternativa 4	79

A.3.5. Alternativa 5	80
A.3.6. Alternativa Flex-Tran	81

Índice de figuras

2.1.	Etapas de la planificación de la transmisión.	8
2.2.	Tipos de acumuladores de energía.	10
2.3.	Esquema general de una batería.	11
2.4.	Capacidad global instalada según tecnología.	16
2.5.	Mapa reducido de las barras en Chile obtenido desde [25].	18
2.6.	Modelo reducido del SEN	18
3.1.	Vista aérea de la futura S/E Parinas.	21
3.2.	Mapa recurso solar cercano a S/E Parinas [13].	22
3.3.	Mapa recurso eólico cercano a S/E Parinas [24].	22
3.4.	Entorno de la futura subestación parinas, en donde los elementos de color verde representan tensión de 220 [kV], color azul 500 [kV] y gris como elementos en construcción.	24
3.5.	Capacidad instalada de generación, caso recuperación	25
3.6.	Capacidad instalada de generación, caso carbono neutralidad	25
3.7.	Capacidad instalada de generación, caso transición acelerada	26
4.1.	Esquema de conexión entre las distintas centrales y la S/E Parinas.	28
4.2.	Esquema para alternativa 1	31
4.3.	Esquema de conexión para la alternativa 2	32
4.4.	Esquema para alternativa 3	33
4.5.	Esquema para alternativa 4	34
4.6.	Esquema para alternativa 5	35
5.1.	Esquema general del módulo TNEP.	37
5.2.	Archivos de la carpeta data	38
5.3.	Vista general de la hoja “scenari_o_mapping”	39
5.4.	Imagen de la hoja <i>Clustering_set</i>	41
6.1.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 1.	51
6.2.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 1.	51
6.3.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 2.	53
6.4.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 2.	53
6.5.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 3.	55

6.6.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 3.	55
6.7.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 4.	57
6.8.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 4.	57
6.9.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 5.	59
6.10.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 5.	59
6.11.	Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos.	61
6.12.	SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto.	62
A.1.	Cálculo de valores en Python.	72

Índice de tablas

2.1.	Costos de almacenamiento hasta el 2032 según energía y potencia presentes en Flex-Tran [25, 18].	13
3.1.	Proyectos licitados en la zona vista en la figura 3.1.	21
3.2.	Potencia instalada por región y por tecnología en el SEN.	23
3.3.	Proyección de demanda según la CNE, con los valores en unidades de GWh hasta el año 2041 [5].	27
4.1.	Distancias desde las distintas centrales hasta la S/E Parinas, con su respectivo costo con tensiones de 220 [kV] y 500 [kV]. Mayor desarrollo en Apéndice A.1.	29
4.2.	Distancias entre centrales, con su respectivo costo en tensiones de 220 [kV] y 500 [kV]. Mayor desarrollo en Apéndice A.1.	30
5.1.	Comparación entre las dos alternativas para poner hidrologías.	40
5.2.	Costos promedio de combustibles según tecnología presentes en Flex-Tran.	46
5.3.	Precios de baterías en la base de datos de Flex-Tran.	47
5.4.	Configuración del cluster para todos los casos	48
6.1.	Costos del sistema en millones de dólares para el caso base.	50
6.2.	Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 1.	52
6.3.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 1, parte 1.	52
6.4.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 1, parte 2.	52
6.5.	Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 1.	52
6.6.	Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 2.	54
6.7.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 2, parte 1.	54
6.8.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 2, parte 2.	54
6.9.	Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 2.	54
6.10.	Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 3.	56
6.11.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 3, parte 1.	56
6.12.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 3, parte 2.	56
6.13.	Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 3.	56
6.14.	Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 4.	58

6.15.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 4, parte 1.	58
6.16.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 4, parte 2.	58
6.17.	Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 4.	58
6.18.	Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 5.	60
6.19.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 5.	60
6.20.	Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 5.	61
6.21.	Costos del sistema en millones de dólares	62
6.22.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad, para la creación de líneas en 7 años, parte 1.	62
6.23.	Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad, para la creación de líneas en 7 años, parte 2.	62
6.24.	Transformadores a incorporar.	63
6.25.	Circuitos a incorporar en 2031 y 2032.	63
6.26.	Tabla resumen con costos de inversión y operacionales de cada alternativa.	64
A.1.	Costos marginales para barra Cumbre en cinco horas del año 2024.	74
A.2.	Generación en la barra Cumbre en cinco horas del año 2024.	74
A.3.	Cantidad de horas de congestión por línea.	76
A.4.	Cantidad de horas de congestión por línea.	77
A.5.	Cantidad de horas de congestión por línea.	78
A.6.	Cantidad de horas de congestión por línea.	79
A.7.	Cantidad de horas de congestión por línea.	80
A.8.	Cantidad de horas de congestión por línea con cómputo alto para líneas que se construyen en siete años.	81

Nomenclatura

<i>BESS</i>	: Almacenamiento de energía de baterías (Battery energy storage system).
<i>CDEC</i>	: Centro de despacho económico de carga.
<i>CEN</i>	: Coordinador eléctrico Nacional.
<i>CNE</i>	: Comisión Nacional de Energía.
<i>DFL</i>	: Decreto con fuerza de ley.
<i>ERNC</i>	: Energías Renovables No Convencionales.
<i>ERV</i>	: Energías Renovables Variables.
<i>HVAC</i>	: Corriente alterna de alta tensión (High Voltage Alternating Current).
<i>HVDC</i>	: Corriente continua de alta tensión (High Voltage Direct Current).
<i>MMUSD</i>	: Millones de dólares.
<i>O&M</i>	: Operación y mantenimiento.
<i>PELP</i>	: Planificación Energética de Largo Plazo.
<i>PET</i>	: Propuesta de Expansión de la Transmisión.
<i>PMGD</i>	: Pequeños Medios de Generación Distribuido.
<i>REDOX</i>	: Reacción de oxidación-reducción.
<i>S/E</i>	: Subestación.
<i>SEN</i>	: Sistema Eléctrico Nacional.
<i>SSCC</i>	: Servicios Complementarios.

Resumen

La promulgación de la Ley N°20.936 (2016) incorporó el concepto de Polo de Desarrollo, los cuales son zonas con un gran potencial ERNC que buscan adelantar las líneas de transmisión a las primeras etapas de construcción y puesta en servicio de proyectos de generación. Este concepto busca que la infraestructura de transmisión sea planificada centralmente para evitar que los múltiples agentes de generación que entrarán en estas zonas tengan líneas particulares y, con esto, tener un sistema de transmisión compartido y más eficiente que cada proyecto individual.

En esta memoria se trabajó con el polo de desarrollo Parinas, el cual tiene su nombre debido a la Subestación Parinas, ubicada en la región de Antofagasta, comuna de Taltal. Esta zona tiene un potencial de aproximadamente 6.000 [MW] de potencia por generar, en donde ya tiene dieciséis proyectos adjudicados y varios en proceso de licitación hasta enero del 2022 que entrarán en operación entre el 2026 y 2029, siendo las tecnologías solar fotovoltaica y eólica las predominantes, por lo que la entrada de esta cantidad de generación debe ser evacuada y transmitida de la mejor forma por el Sistema Eléctrico Nacional. El objetivo principal de este trabajo es proponer una conexión entre todas las centrales presentes en esta zona de la forma más eficiente tanto técnica como económicamente, para lo cual se propondrán cinco alternativas de conexión entre centrales con distintas distribuciones más una sexta alternativa que se planteará dejando que el programa proponga las mejores soluciones con todas las líneas del polo de desarrollo como candidatas a construir, con la opción de agregar almacenamiento de 100 [MW] de capacidad y 100, 200 o 400 [MWh] de energía.

Para obtener los resultados de las cinco alternativas planteadas se usará el software Flex-Tran. Esta es una herramienta de planificación de la expansión de largo plazo que, minimizando los costos presentes de operación e inversión, entrega como solución un plan de obras de transmisión incluyendo líneas y almacenamiento. Sus variables de entrada son las hidrologías de todos los cauces relevantes para las centrales de generación, perfiles de recursos variables como el sol o vientos, costos combustibles, evolución en precios de almacenamiento, configuraciones propias del software al momento de simular, entre otros. Como configuraciones generales para esta memoria se trabajó un modelo de 43 barras simulando entre los años 2024 y 2032 con dos días representativos por año, con evoluciones de costos de almacenamiento y combustibles presentes en la PELP 2020 y un escenario con alta penetración ERNC.

Los resultados obtenidos muestran que el impacto de integrar el polo de desarrollo es enorme en comparación a un caso sin polo de desarrollo, generando disminuciones de casi 1.300 [MMUSD] en el costo operacional del sistema a través de los años simulados en el

caso con el polo de desarrollo integrado al SEN, a diferencia de una disminución de solo 551 [MMUSD] en el caso sin integrar este polo. De esto, la alternativa propuesta con mejor desempeño fue la número 4, debido a que la anualidad del costo de inversión llegó a los 84,09 [MMUSD] logrando un valor de costo operacional al año 2032 de 102,2 [MMUSD]. Aun así, la propuesta entregada por Flex-Tran fue elegida por sobre la alternativa anterior, ya que además de lograr reducir el costo operacional a 86,85 [MMUSD] relaja congestiones en líneas críticas como Alto Jahuel - Ancoa o Lagunas - Kimal, por lo que su beneficio no es solo económico en la operación del sistema, sino que también aporta seguridad y descongestiona el sistema.

Finalmente, se muestra que solo para la inversión en el polo de desarrollo, es más eficiente construir un sistema de transmisión en conjunto a que cada central tenga su propia línea, ya que el costo de inversión para una alternativa que solo contemple líneas individuales es de 93,7 [MMUSD] aproximadamente a diferencia de los 46,5 [MMUSD] que cuesta, en promedio, construir un sistema de transmisión en conjunto. Por lo que la integración de un polo de desarrollo disminuye tanto los costos de inversión en la zona como los costos operacionales en el SEN.

Capítulo 1

Introducción

El proceso de planificación de la transmisión es un ejercicio de suma importancia en la industria eléctrica nacional, ya que gracias a este se prevé los distintos escenarios posibles de generación, hidrológico, de carga, entre otros y, con esto, las obras que se necesitarán para satisfacerlo y tener un sistema robusto, confiable, seguro y económico.

Con la aparición de la ley N° 20.936 [23] se incorporó un nuevo concepto denominado polo de desarrollo, el cual identifica y caracteriza zonas con un potencial energético renovable disponible, las cuales deben tenerse presente para una posible futura incorporación al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debido a que esta integración se realizará utilizando un único sistema de transmisión, por lo que es de interés público realizar este proceso de la forma más eficiente económicamente para el suministro eléctrico.

En esta memoria de titulación, se escogió el polo de desarrollo denominado “Parinas” debido a que su conexión a la red será a través de la subestación del mismo nombre, ubicada en la comuna de Taltal, región de Antofagasta. Esta fue escogida gracias a información entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) más los informes PET 2021 y 2022 [6], [7]. Teniendo estos antecedentes, se revisará su potencial ERNC, proyectos declarados y se plantearán alternativas de conexión con el propósito de que su entrada al sistema sea óptima.

La evaluación técnico-económica que se realizará será ejecutada en el software Flex-Tran, el cual, entre una de sus funciones, tiene como objetivo proporcionar la solución óptima para la expansión de la transmisión. En donde los resultados que se obtengan serán comparados entre sí para evaluar cual de las alternativas propuestas es la mejor y también, ver si el software propone otra mejor y que no fue considerada.

Este trabajo comienza con una revisión de los conceptos necesarios para entender la planificación de la transmisión junto con sus normas y leyes asociados, además de dispositivos de almacenamiento y sobre el mismo software Flex-Tran (Capítulo 2). Posteriormente, se caracterizará la zona en que se ubica el polo de desarrollo y el SEN (Capítulo 3) para luego ver qué alternativas se propondrán con el fin de evacuar la energía que se generará y ver como queda el esquema en general de la zona (Capítulo 5). Finalmente, se mostrarán los resultados obtenidos (Capítulo 6) los cuales se analizarán (Capítulo 7) y se concluirán Capítulo 8 con respecto a los objetivos que se proponen a continuación.

Objetivos

- Objetivo general
 - Decidir un plan de obras de transmisión eficiente para la integración del polo de desarrollo Parinas al SEN, considerando alternativas que incluyan sistemas de almacenamiento de energía.
- Objetivos específicos
 - Caracterizar el polo de desarrollo Parinas según los recursos ERNC disponibles, emplazamiento territorial y plan de obras de generación.
 - Definir alternativas para la conexión al SEN, ya sea líneas HVDC, líneas HVAC, con y sin dispositivos de almacenamiento de energía, almacenamiento multipropósito, entre otros.
 - Evaluar la pre-factibilidad técnica y económica de las alternativas, junto con la identificación de requerimientos de inversión en el SEN producto de la conexión.
 - Proponer un plan de obras de transmisión eficiente para la integración del polo de desarrollo al SEN en base a una planificación de largo plazo.

Capítulo 2

Marco de referencia

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un eje indispensable para el desarrollo económico y social del país, el cual ha estado en constante cambio desde la llegada de la electricidad a Chile en 1851 [11]. Actualmente, la entrada de centrales renovables en grandes cantidades ha impactado en la capacidad de transmitir la energía desde la generación hasta el consumo, en donde hay distintos actores que participan tales como las leyes y normativa que rigen el sector eléctrico, las entidades que administran y regulan la energía, el proceso de planificación de la transmisión y los sistemas de almacenamiento. Además, en esta sección se presentará el software que se utilizará para realizar una optimización de la planificación de la transmisión que considere una mayor variedad de alternativas, a diferencia de los usados actualmente.

2.1. Marco regulatorio de la transmisión eléctrica en Chile

En Chile, la energía eléctrica a gran escala comenzó a expandirse en 1920, con la creación de la Compañía Chilena de Electricidad. Esto llevó a la necesidad de crear una legislación que regulara esta actividad, por lo que en 1925 se promulgó la Ley General de Servicios Eléctricos, generando un cambio en la vida de los habitantes del país.

Con el pasar de los años y el desarrollo del sector eléctrico, se llegó a una electrificación a nivel nacional del 99,6 % y a nivel rural de 96,5 % para enero del 2019 [11]. Todo este proceso estuvo marcado por una serie de hitos a nivel legal, los cuales se mencionarán a continuación:

- Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 – 1982): es la ley más importante en materia energética del país, ya que define la operación del sistema bajo un modelo económico competitivo enfocado en promocionar la eficiencia económica. Entre las temáticas que aborda esta ley está: la obligación de coordinación de las empresas, sujetas a una operación segura y económica; se establece el mercado marginalista para transacciones de energía y potencia; se determina el primer mecanismo de pago de la transmisión, el cual se hizo en base a peajes; se definen clientes libres y regulados, entre otras.[8]
- Ley 19.940 o Ley Corta I (19.940/2004): esta ley llega a solucionar problemas aso-

ciados a la transmisión, ya que no había incentivos a la inversión y esto ponía en riesgo la seguridad del sistema, por lo que fueron necesarios cambios como: mejorar la regulación del segmento de transmisión, fomentando la inversión y la forma en que se valorizaba; creación del panel de expertos; definición de los servicios complementarios; exención de peajes troncales a ERNC, entre otros. [20]

- Ley 20.018 o Ley Corta II (20.018/2005): luego de solucionar los problemas “internos” que se tenían debido a los problemas de transmisión, sucedió la crisis del gas con Argentina, por lo que se tuvo que tomar medidas que incentivaran la inversión en el área de generación y dieran más seguridad a las empresas. Bajo este contexto es que surge la ley corta II, la cual tiene como puntos centrales: cambio al mecanismo de licitaciones de empresas distribuidoras; modificación de la banda de precios del PNCP. [21]
- Ley 20.936 o nueva ley de transmisión (2016): ley que redefine y modifica el segmento de transmisión, junto con su planificación, pagos, entre otros. Está será explicada a profundidad en la sección 2.1.1.

2.1.1. Nueva ley de transmisión 20.936

El 20 de Julio del año 2016 se promulgó, por el Ministerio de Energía, la nueva ley de transmisión o ley 20.936 [23], que tiene como título “Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. Esta ley cambió el método en el que se planificaba la transmisión, agregando elementos que la hagan más robusta considerando alternativas flexibles que se puedan incorporar a la planificación de la gestión de la demanda, eficiencia energética, inclusión de nuevas tecnologías e incluso aumentar la cantidad de escenarios hidrológicos para disminuir las incertidumbres del proceso. También, se incorporó la holgura en el diseño de las redes de transmisión, lo cual implica que se tendrá un sistema menos ajustado en el largo plazo, anticipándose a congestiones y a zonas con potencial ERNC alejados de los centros de consumo. Todo esto con el objetivo de disminuir los costos y así beneficiar a los clientes del SEN.

Es dentro de esta ley que aparece el concepto de “polos de desarrollo”, tópico central en el desarrollo de esta memoria y que se define como:

[...] aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico (Ley 20.936, Art. 85). [23]

Estos polos de desarrollo son zonas con un gran potencial energético, por lo que su correcta inyección al SEN estará asociada a distintos entes encargados de esto, como el Coordinador Eléctrico Nacional y la CNE.

2.1.1.a. Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante Coordinador, se creó en esta nueva ley de transmisión como la continuación de los Centros de Despacho Económicos de Carga (denominados CDEC's) formados en la década de 1980 con el fin de operar coordinadamente el sistema. El Coordinador es un organismo autónomo de derecho público, técnico e independiente, responsable de coordinar la operación del SEN de forma segura y económica, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

El Coordinador tiene, dentro de sus varias tareas, realizar anualmente una propuesta de expansión de la transmisión, haciendo un estudio de planificación considerando proyecciones de demanda de energía y potencia en un horizonte de 20 años. Este estudio lo realiza con el apoyo del Ministerio de Energía, utilizando los datos del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), el cual se explica a profundidad en la sección 2.2. Por lo que es un ente relevante dentro del contexto de esta memoria, ya que se utilizará el informe PET del 2022 [7] para escoger una zona con un potencial ERNC de tal tamaño que pueda ser considerado un polo de desarrollo.

2.1.2. Comisión Nacional de Energía

La Comisión Nacional de Energía o CNE, es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones. Es el encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de la energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Es un organismo que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía y que desde el 2016 está a cargo de la planificación de la transmisión [23].

Una de las tantas funciones de la CNE es la actual planificación anual del sistema de transmisión, con expansiones vinculantes, considerando el dinamismo del sector por un horizonte de al menos 20 años. Es por esto, que se debe explicar y profundizar en cómo se realiza el proceso de planificación.

2.2. Planificación de la transmisión

La ley 20.936 [23] cambió la estructura de la planificación de la transmisión eléctrica en Chile al centralizar la expansión del sistema en la CNE, el Coordinador y el Ministerio de Energía. El gran cambio que representa esta ley con respecto a la anterior es que se rompe el paradigma de que la transmisión “sigue” a la generación, lo que generó un sistema poco robusto, con congestiones que llevaban a desacoples y, con esto, diferencias en los precios que afectaban tanto a clientes como a generadores. Es por esto que en la nueva ley se busca favorecer el desarrollo de un mercado competitivo, el cual tendrá nuevos criterios y objetivos en la planificación, sobre todo una visión de largo plazo que se aplicará con la creación de la planificación energética de largo plazo (PELP), la cual se realizará cada 5 años y tendrá un horizonte de 30 años, la cual será un apoyo y debe ser considerado por

la CNE al momento de realizar la planificación de la transmisión. Por último, esta nueva ley incluye una mayor legitimidad social al proceso de planificación de la transmisión y su emplazamiento, con la inclusión de, por ejemplo, el estudio de franjas para la creación de líneas [9][23]. Aun así, cabe recalcar que a pesar de todos estos cambios, la decisión de expandir la generación es decisión privada y no pública, por lo que a pesar de que se busque tener mejores proyecciones sobre donde hay potencial de generación, dependerá de los privados donde se ubicarán estos proyectos.

El proceso de planificación de la transmisión es anual y se divide en una serie de etapas, que van desde la planificación energética a largo plazo realizada por el Ministerio de Energía hasta la licitación de las obras a construir a cargo del Coordinador, como se muestra en la figura 2.1.



Figura 2.1: Etapas de la planificación de la transmisión.

Fuente: Elaboración propia.

Para comprender mejor los puntos mencionados, se profundizará en cada uno de ellos a continuación:

- 1: también llamada PELP. Tiene por objetivo proyectar la demanda y oferta energética del país para distintos escenarios futuros, en un horizonte de al menos 30 años, de forma que sean considerados en el proceso de planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que lleva a cabo la CNE. El proceso debe realizarse considerando una participación ciudadana amplia y efectiva. [26]
- 2: estudio por parte del Coordinador que considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años. Además, considera cinco escenarios

para la previsión de la oferta, los cuales los genera en base a los datos actualizados de la PELP.

- 3: propuestas por parte de las empresas de transmisión en base a los dos estudios anteriores.
- 4: informe que realiza la CNE en base a los puntos anteriores, los cuales propone de forma preliminar las obras de transmisión que se deben realizar.
- 5: empresas de transmisión, generación y el Coordinador hacen sus observaciones respecto al informe técnico.
- 6: la CNE actualiza el informe preliminar en base a las observaciones, emitiendo su informe final.
- 7: las empresas interesadas pueden presentar sus discrepancias al Panel de Expertos.
- 8: el Ministerio de Energía emite el decreto de expansión que determina las obras que van a construirse y que pasarán a licitación.
- 9: el Coordinador abre las licitaciones de las obras, las cuales se adjudican al menor precio ofertado.

En síntesis, la planificación de la transmisión eléctrica en Chile es un proceso complejo que involucra a diversas entidades y actores. Desde la elaboración de la Planificación Energética de Largo Plazo por parte del Ministerio de Energía, pasando por el estudio y proyección de la demanda y oferta de energía, hasta la licitación de las obras a construir por el Coordinador, dependiendo de donde se ubican los futuros proyectos de generación definidos por privados. Cada etapa es crucial para garantizar un sistema eléctrico eficiente, robusto y económico que beneficie tanto a los clientes como a los productores y transmisores de energía. La inclusión de criterios y objetivos de largo plazo, la participación ciudadana y la mayor legitimidad social son elementos clave en la nueva ley que busca favorecer el desarrollo de un mercado competitivo en el sector energético Chileno.

2.3. Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento han adquirido gran relevancia durante los últimos años. Esto, porque son un excelente complemento y/o apoyo de las centrales generadoras, las redes de transmisión y de los servicios complementarios al poder aportar energía al sistema en momentos de mayor demanda o de menor generación ERNC. Además, con el proceso de descarbonización de la matriz energética se hace necesario encontrar nuevas fuentes de generación y almacenamiento que mantengan la seguridad del sistema, lo cual se puede lograr con la implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías o BESS, por sus siglas del inglés (Battery energy storage system), en el sistema. Es por esto que su entendimiento y consideración en la planificación de la transmisión es necesaria.

2.3.1. Tipos de almacenamiento

En la naturaleza existen distintas formas de energía, como por ejemplo al tener un objeto en altura, este tiene energía potencial respecto a un punto de referencia; si un cuerpo se va moviendo a una cierta velocidad, este posee energía cinética; si se posee un cuerpo cargado eléctricamente, este posee energía electrostática, etc. Es por esto, que los sistemas de almacenamiento energético consisten en encontrar formas de almacenar esta energía para utilizarla en un momento que se requiera.

Si el estudio se concentra en la energía eléctrica, el concepto es el mismo que se mencionó anteriormente, solo que ahora se buscan acumuladores de energía, que son elementos que concentran energía almacenada de alguna naturaleza, para ser transformada en energía eléctrica y ser entregada cuando sea requerida. Estos acumuladores se pueden clasificar en distintas categorías, en donde en la figura 2.2 se clasificaron según la naturaleza del almacenamiento energético.

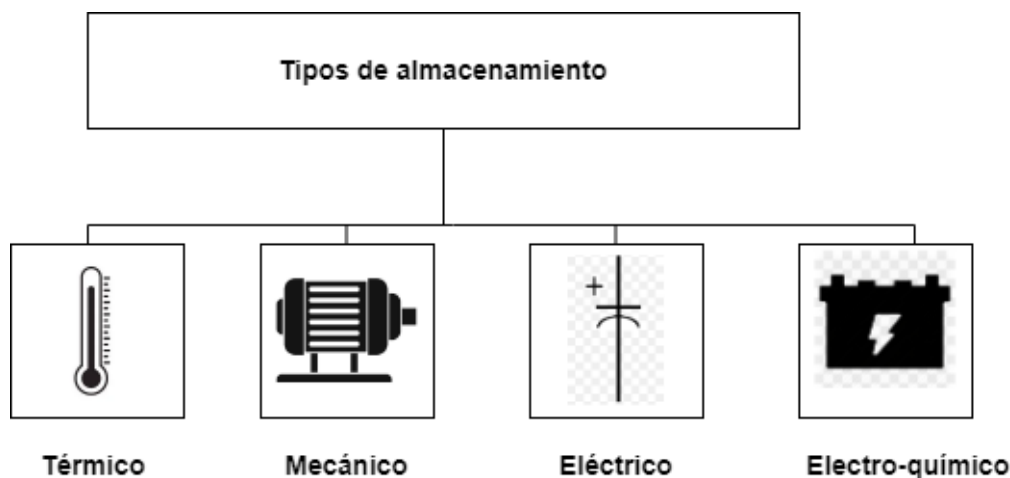


Figura 2.2: Tipos de acumuladores de energía.

Fuente: Elaboración propia.

Estos tipos de acumuladores han sido importantes en el desarrollo de la industria eléctrica, ya que son necesarios para preservar la seguridad del sistema aportando energía cuando las otras tecnologías no pueden, debido a mantenciones, a que su recurso no está disponible, etc. En el caso de Chile, el caso más claro son las centrales hidráulicas de embalse ya que tienen el agua disponible para generar en momentos donde, por ejemplo, ya no hay sol o baja la intensidad del viento. Actualmente, con la constante sequía que se ha vivido, las centrales que más aportan suficiencia al sistema son las térmicas tipo diésel o gas, esto porque debido a su costo de operación no despachan, pero están disponibles para generar en momentos de bajo aporte de otras generadoras. A esta capacidad de generar energía cuando el sistema lo requiera se le llama suficiencia.

La potencia de suficiencia de un sistema se define como la capacidad de abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal y alternativo, indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las

instalaciones que conectan la unidad al sistema de transmisión o distribución [10].

Teniendo esta definición en cuenta, es que se puede entender con mayor claridad el aporte que serán las baterías a la suficiencia del SEN, ya que su disponibilidad de aportar energía en cualquier momento (estando cargadas) puede suplir la pérdida de suficiencia al estar descarbonizando la matriz energética de forma acelerada.

2.3.2. Baterías electroquímicas

En las redes de distribución y transmisión, los sistemas de almacenamiento mayormente usados son las baterías. Esto porque son dispositivos de fácil escalabilidad e interconexión, además de tener características técnicas atractivas y ser equipos seguros bajo los cuidados correctos.

2.3.2.a. Funcionamiento

Estas baterías están compuestas por una serie de celdas, las cuales poseen un electrolito, un ánodo y un cátodo. Al hacerlas funcionar, se provoca una reacción REDOX capaz de crear un flujo de electrones entre ánodo y cátodo, lo que carga o descarga la batería dependiendo del uso [16]. Cada batería tiene distintos ciclos de carga y descarga, lo cual está sujeto a la composición de los electrodos y electrolitos, por lo que existen distintos tipos de baterías dependiendo de su aplicación.

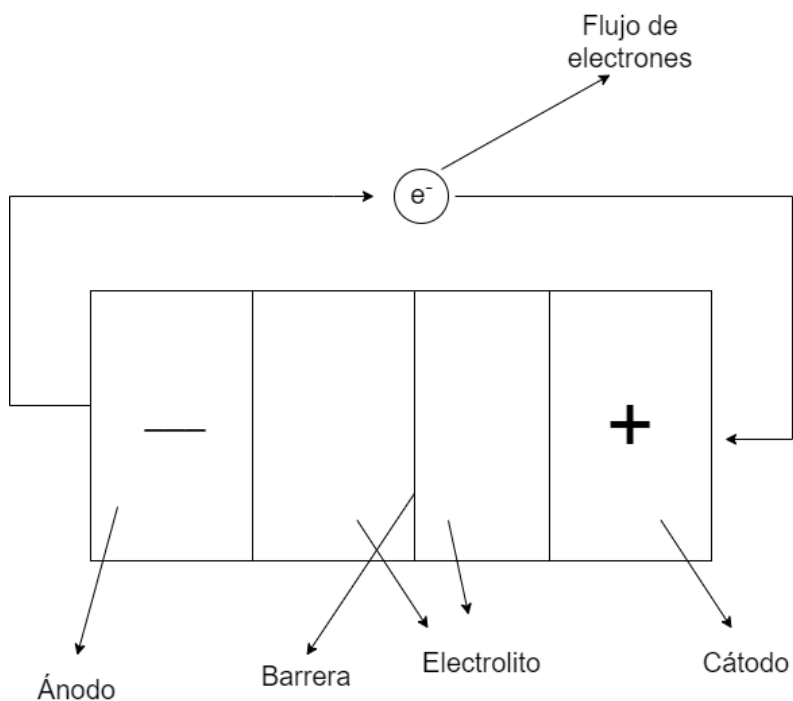


Figura 2.3: Esquema general de una batería.

Fuente: Elaboración propia.

En base a esto, en esta memoria se abordarán las baterías capaces de almacenar energía a grandes escalas y cuya aplicación puede usarse en los sistemas de potencia, puntualmente que se ajusten a los requerimientos del entorno escogido en términos de potencia en MW, energía en MWh y tiempos de respuesta. Este tipo es llamado “baterías de uso estacionario”, las cuales tienen la capacidad de suministrar energía a sistemas que operan de forma ininterrumpida. Se utilizan como UPS o como equipos de respaldo para suministro cíclico y esporádico, manteniéndose sistemáticamente en estado de “flotación”, ya que tienen grandes profundidades de descarga (del 50 % al 80 %), teniendo buena capacidad de respuesta ante variaciones moderadas de la demanda.

Una batería es un instrumento que almacena energía química y la transforma en electricidad. La carga eléctrica que una batería es capaz de almacenar se ve representada por su capacidad, la cual se mide en Ampere-hora o Ah.

La energía que puede almacenar una batería, medida en Watt-hora, se puede conocer en base al rango de tensión de operación y su capacidad, según la ecuación 2.1.

$$E_{bateria}(t_{final})[kWh] = E_{bateria}^{inicial}(t_{inicial}) + \frac{1}{3600} \int_{t_{inicial}}^{t_{final}} Voc(SoC) \cdot I_{bat}(t) dt \quad (2.1)$$

Donde:

- $E_{bateria}(t_{final})$: energía que la batería es capaz de almacenar al fin del periodo en [kWh].
- $E_{bateria}^{inicial}(t_{inicial})$: energía que la batería tiene almacenada al comienzo del periodo en [kWh].
- $Voc(SoC)$: tensión en fuente equivalente de circuito abierto según estado de carga de la batería en [kV].
- $I_{bat}(t)$: corriente de la batería, en carga o descarga en [A].

Al trabajar con baterías de uso estacionario, se asegura un funcionamiento durante 1500-1800 ciclos de carga y descarga con las profundidades mencionadas anteriormente, en donde, para temas de simulación, se considerará una eficiencia de 1 para carga y descarga y no se considerará una descarga propia[16]. Este rendimiento estará sujeto a los cuidados respectivos entregados por el fabricante y siguiendo lo presente en las normas y en la nueva ley de almacenamiento [22].

2.3.2.b. Costos

Los costos por energía y por potencia que se utilizarán en esta memoria vienen dados por los valores proyectados en la PELP 2020 [25] y cuyos valores evolucionan a través de los años, según se puede ver en el Cuadro 2.1.

Componente del costo de capital	Unidad	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energía	USD/kWh	230	216	202	191	179	167	158	156	154
Potencia	USD/kW	249	240	248	252	252	262	264	261	258

Tabla 2.1: Costos de almacenamiento hasta el 2032 según energía y potencia presentes en Flex-Tran [25, 18].

También, cabe recalcar que según [16] se puede considerar el costo de operación y mantenimiento (COMA) como un 1 % del costo total de inversión.

2.3.3. Marco regulatorio

La regulación en Chile asociada a los sistemas de almacenamiento es un concepto que surge a partir de la ya mencionada Ley 20.936 emitida el 2016, en la cual se realizaron cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (artículo 8 bis, artículo 72-2, artículo 72-20, artículo 225). Esta necesidad de almacenamiento ha sido acompañada por los avances en la generación distribuida, lo cual ha potenciado a los clientes regulados a autogenerar su energía, pero no incentivaba el almacenamiento a nivel de generación o transmisión.

En esta ley se definen por primera vez los sistemas de almacenamiento de energía dentro del Sistema Eléctrico Nacional como:

Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento (Ley 20.936, Art. 225).

Además, en el respectivo reglamento de la ley mencionada, se definen las modalidades en las que el almacenamiento puede entrar al SEN, las cuales son:

- Centrales renovables con capacidad de almacenamiento.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Centrales renovables con capacidad de regulación.
- Centrales con almacenamiento por bombeo.

Todas estas modalidades estarán sujetas a la gestión del Coordinador, el cual define la metodología y los modos de operación de los sistemas de almacenamiento, además de exigencias especiales que no se encuentren en el reglamento en caso de ser necesarias.

Si un sistema de almacenamiento entra al SEN como coordinado, este puede cumplir tres funciones, cada una de las cuales se valoriza por distintos métodos:

- Operar para el arbitraje de energía.
- Prestación de servicios complementarios.
- Incorporarse como infraestructura de los sistemas de transmisión.

Si una batería ingresa como ente operando para el arbitraje de energía, esta deberá establecer un programa de inyecciones y retiros en conjunto con el Coordinador. Esto será pagado al costo marginal de la barra de inyección y retiro respectivamente.

Ahora, si se incorporan como infraestructura complementaria a los sistemas de almacenamiento, estarán asociados al proceso de planificación de la transmisión. Esto implica que su operación será centralizada y determinada por el Coordinador con el objetivo de minimizar el costo del sistema y preservar su seguridad. En este caso los coordinados titulares de los sistemas de almacenamiento no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros que realicen, es por esto que los saldos de la operación serán asignados a los generadores que efectúen retiros para dar suministro a clientes finales y serán estos mismos generadores quienes deberán traspasar los montos a los titulares de estos sistemas de almacenamiento.

Por último, en relación a los servicios complementarios, los sistemas de almacenamiento podrán prestar SSCC según los mecanismos que se definan en el informe de SSCC, pudiendo ingresar mediante licitaciones o subastas. Este proceso estará supervisado por el Coordinador, que estudiará la compatibilidad entre estos. Ahora, sea en licitación como en subasta, los saldos que resulten de la operación de estos sistemas de almacenamiento asociados a la prestación de SSCC corresponderán a un complemento del pago que reciban por prestar dicho servicio. No obstante, en el caso de los SSCC prestados mediante subasta, los propietarios de los sistemas de almacenamiento deberán participar del balance de transferencias, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros asociados a la prestación del SSCC.

2.3.3.a. Ley de almacenamiento y electromovilidad

El 21 de noviembre del año 2022 se publicó la ley 21.505, la cual tiene como título “Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad” [22].

A grandes rasgos, esta ley busca modificar los artículos 72°-2, 72°-17, 72°-18, 149°, entre otros, introduciendo la expresión “sistemas de almacenamiento” con el fin de que estos puedan participar en el mercado eléctrico y optar a remuneración por la energía inyectada al sistema. Además, la ley permite expresamente a los sistemas de almacenamiento puros, es decir, a aquellas instalaciones no asociadas a una central de generación, para recibir ingresos por transferencia de energía y potencia.

De la misma forma, agrega el concepto de sistema generación-consumo, para referirse a aquella infraestructura con capacidad de generación propia, provenientes de medios de generación renovables que se conectan al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que pueda retirar energía del sistema eléctrico o inyectarle sus excedentes. Dentro de esto, esta ley también incluye a los ESS como PMGD, en donde su remunera-

ción será a partir de mecanismos de estabilización de precios, todo esto mientras sean de capacidad menor a 9 [MW].

Por último, cabe recalcar que a la fecha en que se escribió esta memoria, aún no se emite el reglamento asociado a esta ley, cuya confección está dada por el Ministerio de Energía.

2.3.4. Almacenamiento en Chile y el mundo

Para finalizar esta sección, se revisarán distintos proyectos a nivel nacional e internacional de almacenamiento, concentrados en BESS pero también observando las diferentes tecnologías utilizadas.

2.3.4.a. Proyectos en Chile

A continuación se mencionarán los proyectos con mayor capacidad que están aprobados o en fases de preconstrucción según [1].

Primero, aparece el parque Terra Energía Renovable que pertenece a AES Andes y fue aprobado el 4 de mayo de 2023, hoy en etapa de preconstrucción. Este comprende un parque eólico de 350 [MW], un parque solar de 513 [MW] y dos sistemas de almacenamiento de baterías, de los cuales no se tiene mayor información aparte de que son de litio, para la región de Antofagasta.

Luego, aparece el proyecto solar fotovoltaico Pauna, aprobado el 25 de marzo de 2022, hoy en preconstrucción en la región de Antofagasta. Comprende 671 [MW] de capacidad de generación con una inversión de 496 millones de dólares planificada por Statkraft que considera un sistema de baterías de 4 horas de duración, de las cuales no se detalla la potencia a instalar hasta hoy.

También, está el proyecto de Generadora Metropolitana aprobado el 18 de noviembre de 2022, hoy en preconstrucción y que tuvo un valor de 480 millones de dólares. Este implica modificaciones para su proyecto existente Sol del Loa en la región de Antofagasta. Las modificaciones incluyen un aumento de capacidad a 640 [MW] en dos etapas y la incorporación de un sistema de almacenamiento de baterías.

Aparte de estos proyectos hay muchos más en proceso de evaluación o ya aprobados pero de menor capacidad, existiendo actualmente solo 70 [MW] instalados [1], por lo que el aumento de almacenamiento en el país será cada vez mayor.

Por último, como mayor ejemplo de almacenamiento en el país está la central Cerro Dominador en el norte de Chile. Esta central de concentración solar (CSP) opera almacenando energía durante el día, con la energía del sol, y se descarga entregando energía por las noches. Tiene una potencia de 12 [MW] a una tensión de 33 [kV] y una capacidad de almacenamiento de 4 [MWh].

2.3.4.b. Almacenamiento en el mundo

Según un informe mostrado por Generadoras de Chile [2] para el año 2020, a nivel global, existían 191,5 [GW] de potencia instalada en unidades de almacenamiento, incluyendo centrales hidroeléctricas de bombeo, siendo estas la principal forma de almacenamiento en sistemas eléctricos durante la historia. Si se excluyen las centrales de bombeo, solo existen 10 [GW] de potencia en otros formatos, como térmico, baterías y mecánico. De esto, las baterías de litio son la tecnología que se ha vuelto dominante a través de los años debido a las constantes caídas en sus costos.

Tecnología	Capacidad Instalada Global (MW)	Participación sin centrales de bombeo (%)	Participación con centrales de bombeo (%)
Aire Comprimido	8,4	0,1%	0,00%
Electroquímico	3.300	33,3%	1,72%
Electromecánico	2.600	26,3%	1,36%
Almacenamiento Hidrógeno	20,4	0,2%	0,01%
Plomo-Carbono	0,39	0,0%	0,00%
Aire Líquido	5,4	0,1%	0,00%
Baterías de Ion-Litio	750	7,6%	0,39%
Almacenamiento Térmico	3.300	33,3%	1,72%
Subtotal	9.900	100,0%	5,17%
Bombeo hidroeléctrico	181.500	-	94,78%
Total	191.500	-	100,00%

Figura 2.4: Capacidad global instalada según tecnología.

Fuente: Generadoras de Chile [2]

Ahora, si se observan distintos proyectos alrededor del mundo, se pueden ejemplificar los siguientes:

- BEWAG: ubicado en Berlín, Alemania. Tiene 8,5 [MW] de potencia y 8.5 [MWh] de energía instalados. Se utiliza para reserva en giro y control de frecuencia. Utiliza tecnología *lead-acid*.
- Chino: ubicado en California, Estados Unidos. Consta de 10 [MW]/40 [MWh] instalados con tecnología *lead-acid* y se usa para el control de carga y reserva en giro.

- AES Energy Storage: ubicado en Nueva York, Estados Unidos. Posee 16 [MW]/2 [MWh] instalados y se utiliza para la regulación de frecuencia. Desarrollado con tecnología ión-litio.
- Abu Dhabi Island: ubicado en los Emiratos Árabes Unidos, esta central de 40 [MW] instalados con tecnología NaS se utiliza para el control de carga.

Como se puede observar, los proyectos de almacenamiento tienen distintas funciones y fines dependiendo de la necesidad de cada localidad y la tecnología que se use. Es por esto que se observa que, a nivel global y local, la implementación de almacenamiento es un hecho que ya ha ocurrido y que continuará ocurriendo, por lo que se deben tener en consideración estas tecnologías.

2.4. Sistema Eléctrico Nacional modelado

El SEN fue reducido a un modelo de veintiséis barras entregado por el Ministerio de Energía, presente en la PELP 2020 [25] con pequeñas modificaciones que se explican más adelante, lo cual agiliza y simplifica el cómputo. Este se puede ver a lo largo del país en la Figura 2.5 , la cual se puede ver más detallada en la Figura 2.6.

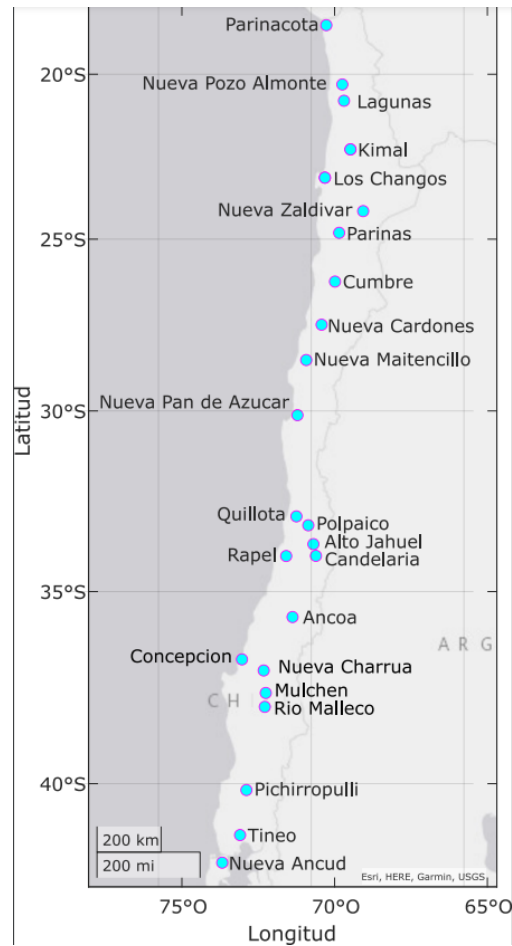


Figura 2.5: Mapa reducido de las barras en Chile obtenido desde [25].

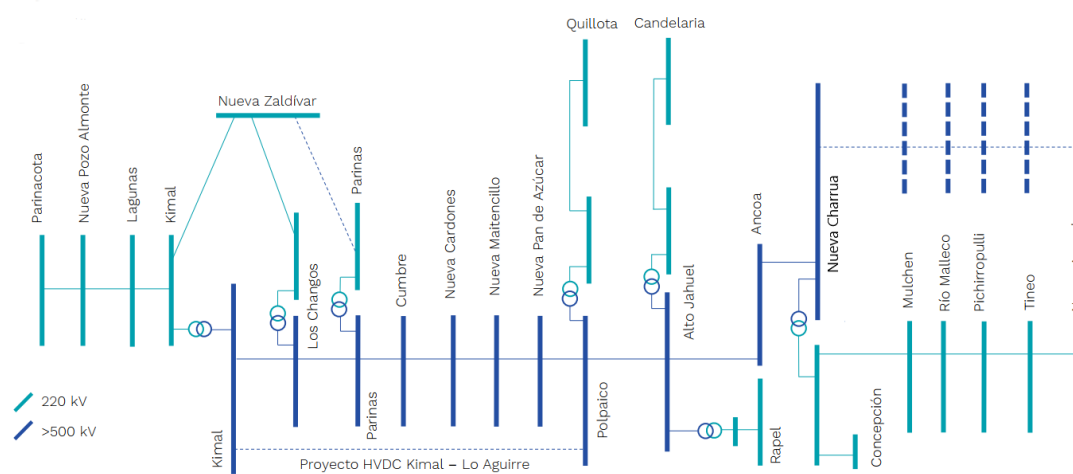


Figura 2.6: Modelo reducido del SEN

De este sistema reducido, en el software Flex-Tran no están presentes las barras Parinas

220 [kV] (que fue agregada posteriormente, en el Capítulo 5), Polpaico 220 [kV], Alto Jahuel 220 [kV] y por último, la barra Tineo 220 [kV] es la misma que la barra Nueva Puerto Montt 220 [kV].

Con esto, se tiene la base de datos tanto de los parámetros de entrada como del sistema que se trabajará, por lo que ahora se debe definir la zona de estudio, los proyectos que entrarán, proyecciones de generación y demanda, entre otros tópicos.

Capítulo 3

Antecedentes

En este capítulo se presentan los antecedentes del polo de desarrollo Parinas que fue escogido para trabajar en esta memoria, junto con el sistema eléctrico de todo el sistema y en específico de su entorno. Además, se muestran proyecciones de generación y consumos del SEN que justifican la elección de este polo. Debido a esto, se mostrará la zona en la que se ubica, su potencial ERNC, el estado del sistema en su entorno, proyecciones de generación y demanda, entre otros.

3.1. Zona de estudio

La zona que se estudiará en esta memoria, está asociada a la subestación Parinas, la cual se diseñó mediante el Decreto Exento N°4 de 2019 del Ministerio de Energía [9], esta se ubicará a 92 kms al noreste de la comuna de Taltal, a un costado del trazado de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbres y entrará en operación en enero del 2024. Esta subestación entra como un complemento a la propuesta HVDC desde la S/E Kimal hasta la zona central del país, siendo su mayor objetivo disminuir el vertimiento de generación ERNC en la zona y, además, el desarrollo futuro del potencial de generación local.

En la figura 3.1 se tiene una vista aérea de la futura S/E Parinas, siendo las áreas amarillas los terrenos adjudicados por el Ministerio de Bienes Nacionales y las marcas verdes y rojas las solicitudes de conexión del régimen de acceso abierto, en donde las verdes representan proyectos con la posición asignada y los rojos indican proyectos en espera de una posición. En la tabla 3.1 se muestra un detalle de todos los proyectos licitados a enero del 2022, teniendo una capacidad instalada comprometida de 6.083 [MW]. [7]

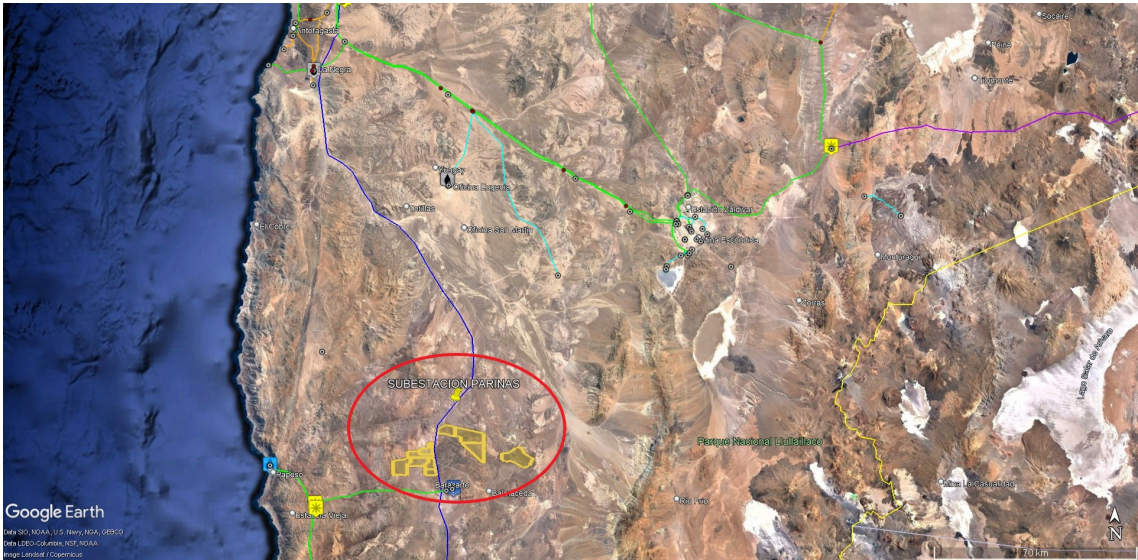


Figura 3.1: Vista aérea de la futura S/E Parinas.
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.[7]

Licitación	Superf. [ha]	Adjudicatario	Cap. Mín. [MW]	Plazo EO [Años]*
Parque Eólico Horizonte	7.945,3	Colbún S.A.	607	7
Pampa Los Changos	767,8	Engie Energía Chile S.A.	71,4	6
Reserva Eólica Taltal Norte	2.347,3	Engie Energía Chile S.A.	320	6
Reserva Eólica Taltal Noroeste	2.626,0	EDF EN Chile Holding SpA	296	6
Pampa Fidelia	4.219,5	Engie Energía Chile S.A.	920	6
Pampa Yolanda	2.514,7	Engie Energía Chile S.A.	532	6
Agua Verde	559,8	Andes Mainstream Spa	80	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote B	1.215,6	Energía Eólica Pampas SpA	280	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote C	1.310,8	EDF EN Chile Holding SpA	337	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote D	1.097,6	Grenergy Renovables Pacific Ltda	173,2	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote E	752,6	Grenergy Renovables Pacific Ltda	148,8	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote G	1.749,5	Grenergy Renovables Pacific Ltda	278	9
Reserva Eólica Taltal 1 - Lote I	2.772,1	Enel Green Power Chile S.A.	900	9
Reserva Eólica Taltal 2 - Lote A	1.657,8	Ibereólica ERNC Antofagasta SpA	273,6	9
Reserva Eólica Taltal 2 - Lote B	3.759,8	Parque Eólico Antofagasta SpA	458	9
Reserva Eólica Taltal 2 - Lote C	2.607,6	Empresa Eléctrica Pilmaiquen S.A.	411	9
(*) Entrada en operación (EO) a partir de la suscripción de contrato con el Ministerio de Bienes Nacionales.				

Tabla 3.1: Proyectos licitados en la zona vista en la figura 3.1.

3.2. Potencial ERNC

En la zona donde se definió este polo de desarrollo y la futura subestación Parinas existe un gran recurso solar y eólico. Según la herramienta “Explorador Solar” y “Explorador Eólico” [13], [24] en las cercanías de la futura S/E se encuentran radiaciones cercanas a los 7,5 $[kWh/m^2/dia]$ y vientos entre 5 a 9 $[m/s]$ a 100 $[m]$ de la superficie, por lo que, dependiendo de la ubicación, se puede aprovechar el potencial ERNC de estos dos recursos.

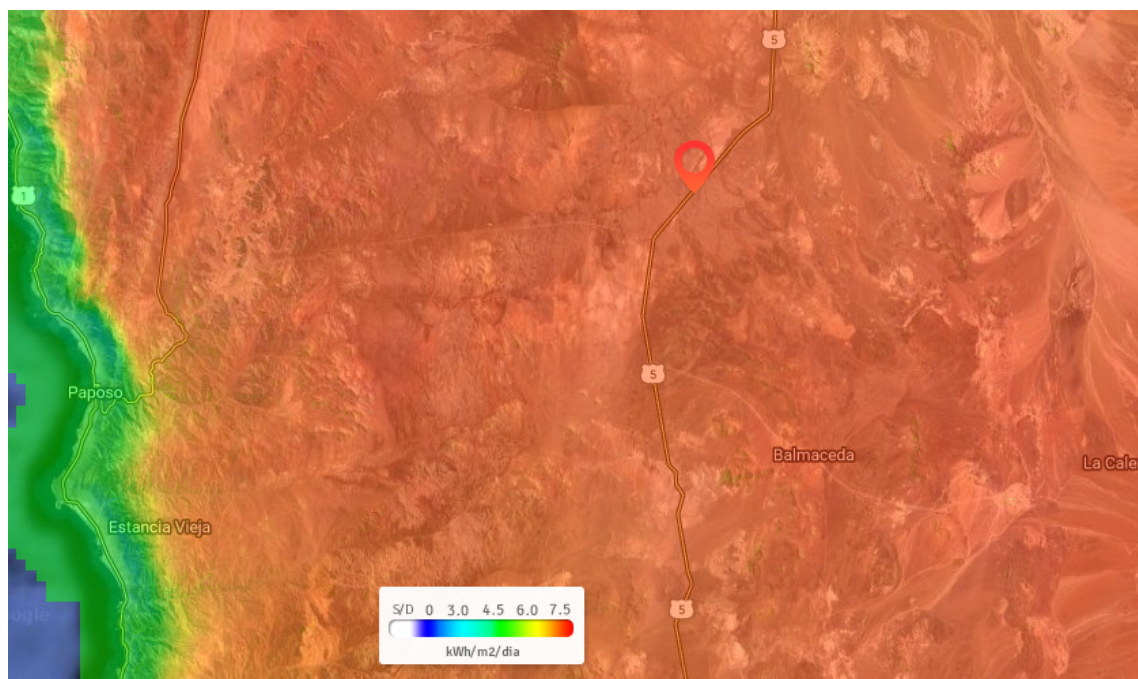


Figura 3.2: Mapa recurso solar cercano a S/E Parinas [13].

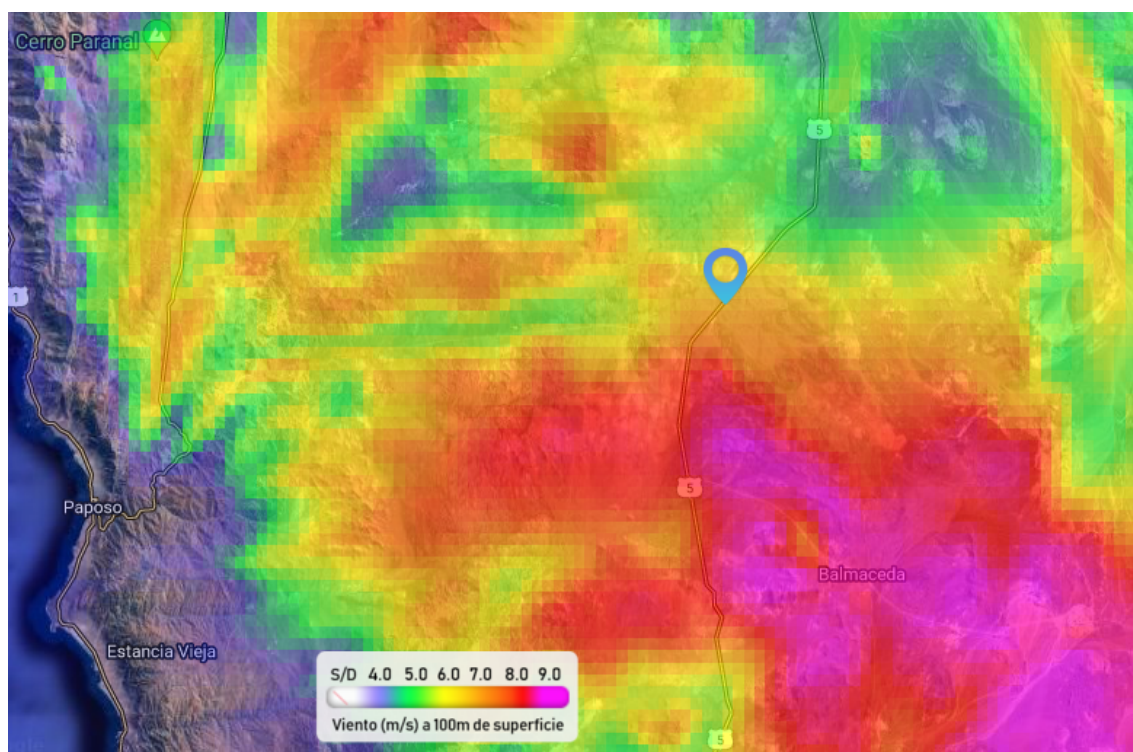


Figura 3.3: Mapa recurso eólico cercano a S/E Parinas [24].

Cabe recalcar que los proyectos mencionados en la tabla 3.1 aprovechan el recurso aquí disponible debido a sus tecnologías de generación, pero aún así el potencial de la zona es

mucho mayor a la capacidad declarada de estos proyectos, por lo que debe considerarse un aumento en los proyectos que vayan a solicitar conexión a esta futura subestación y la transmisión necesaria para poder evacuar la energía que se genere.

3.3. Sistema Eléctrico Nacional

El SEN es el encargado de transmitir la energía eléctrica alrededor de la mayor parte del país cubriendo un 97 % de la demanda nacional, ya que abarca desde Arica hasta la isla grande de Chiloé, esto gracias a los 37.547 kilómetros de líneas pertenecientes al sistema de transmisión [15]. Este tiene una capacidad instalada, para el año 2022, de 33.218 [MW], los cuales se dividen por región como se puede ver en la tabla 3.2 [14].

2022	Capacidad Instalada (en MW)									Total
	Geotérmica	Termosolar	Solar	Eólica	Gas Natural	Carbón	Diésel	Otros Térmicos	Hidroeléctrica	
Los Lagos	0	0	0	382	0	0	238	0	324	944
Los Ríos	0	0	0	0	0	0	122	61	162	344
La Araucanía	0	0	0	800	0	0	22	81	80	983
Biobío	0	0	61	472	223	374	807	356	2.847	5.140
Ñuble	0	0	116	0	0	0	21	71	32	239
Maule	0	0	309	0	46	0	149	51	1.697	2.251
O'Higgins	0	0	402	68	254	0	25	39	1.086	1.873
Metropolitana	0	0	522	0	438	0	125	50	905	2.040
Valparaíso	0	0	310	0	1.907	745	283	5	212	3.461
Coquimbo	0	0	372	695	0	0	682	17	28	1.794
Atacama	0	0	2.510	950	0	764	646	0	5	4.875
Antofagasta	82	110	2.858	961	2.149	2.450	81	24	0	8.715
Tarapacá	0	0	440	0	0	0	32	46	6	524
Arica y Parinacota	0	0	8	0	0	0	14	0	11	33
Total	82	110	7.908	4.328	5.016	4.332	3.246	800	7.396	33.218

Tabla 3.2: Potencia instalada por región y por tecnología en el SEN.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. [14]

3.3.1. Sistema eléctrico en el entorno de la subestación Parinas

El polo de desarrollo Parinas tiene este nombre debido a la futura subestación Parinas, la cual fue creada mediante el Decreto Exento N°4 de 2019 del Ministerio de Energía. Esta subestación entrará en operación en Enero del año 2024 y contará con patios en 500 [kV] y 220 [kV], los cuales tendrán espacio disponible para futuros proyectos los cuales ya han sido solicitados.

El sistema eléctrico en el entorno de la futura subestación Parinas se muestra en la figura 3.4.

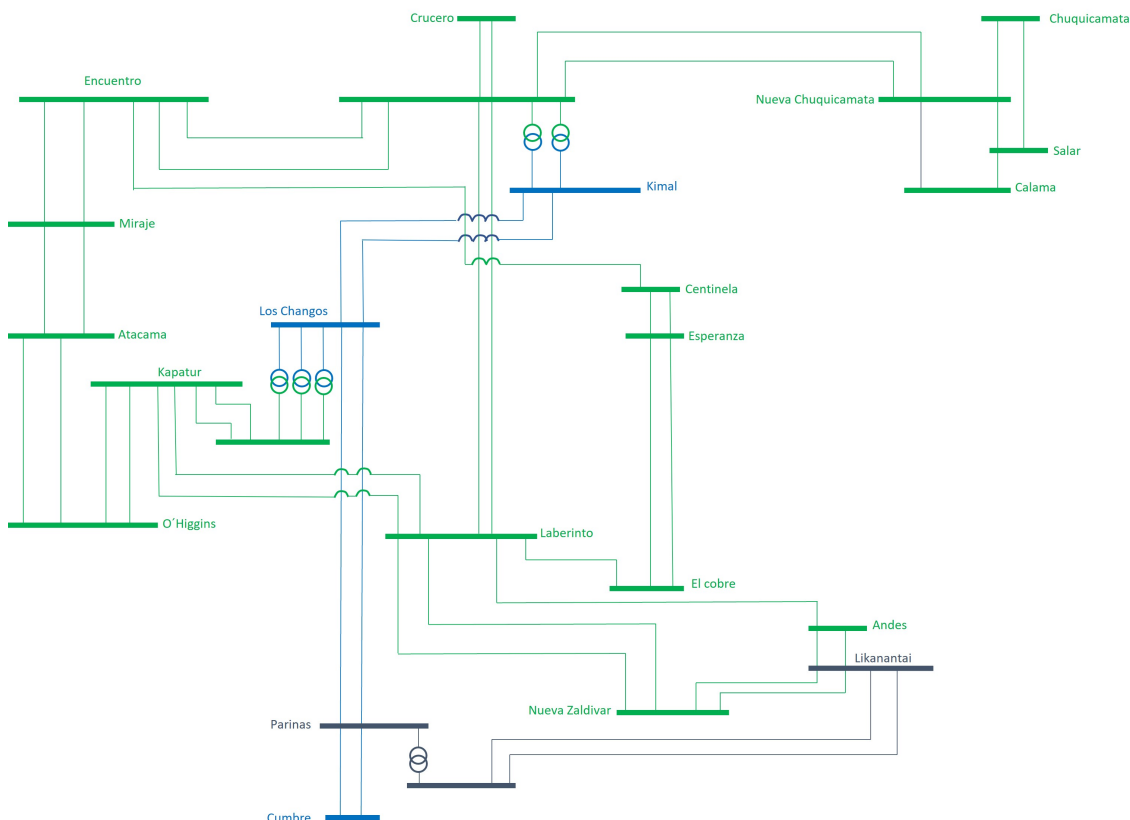


Figura 3.4: Entorno de la futura subestación parinas, en donde los elementos de color verde representan tensión de 220 [kV], color azul 500 [kV] y gris como elementos en construcción.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. [7]

La subestación Parinas al estar conectada a la línea de 500 [kV], tendrá la opción de evacuar la energía que se genere en su zona, por lo que tendrá un gran impacto al momento de evitar las congestiones y de facilitar la transmisión de energía desde la zona norte del país hacia el resto de este.

3.4. Proyección de generación y demanda

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional sigue integrando energías renovables a su matriz, sobretodo eólicas y solares debido a la cantidad de este recurso disponible a lo largo del país.

Aún así, se deben integrar otras tecnologías para compensar el retiro del carbón, por lo que el almacenamiento y la solar CSP toman un mayor protagonismo ya que son gestionables y se puede controlar mejor su despacho. Es por esto que a mediados y fines de esta década, el almacenamiento y las energías gestionables tendrán un papel fundamental en el crecimiento de la matriz renovable mientras las tecnologías no renovables, como el carbón y el diésel, irán en retirada.

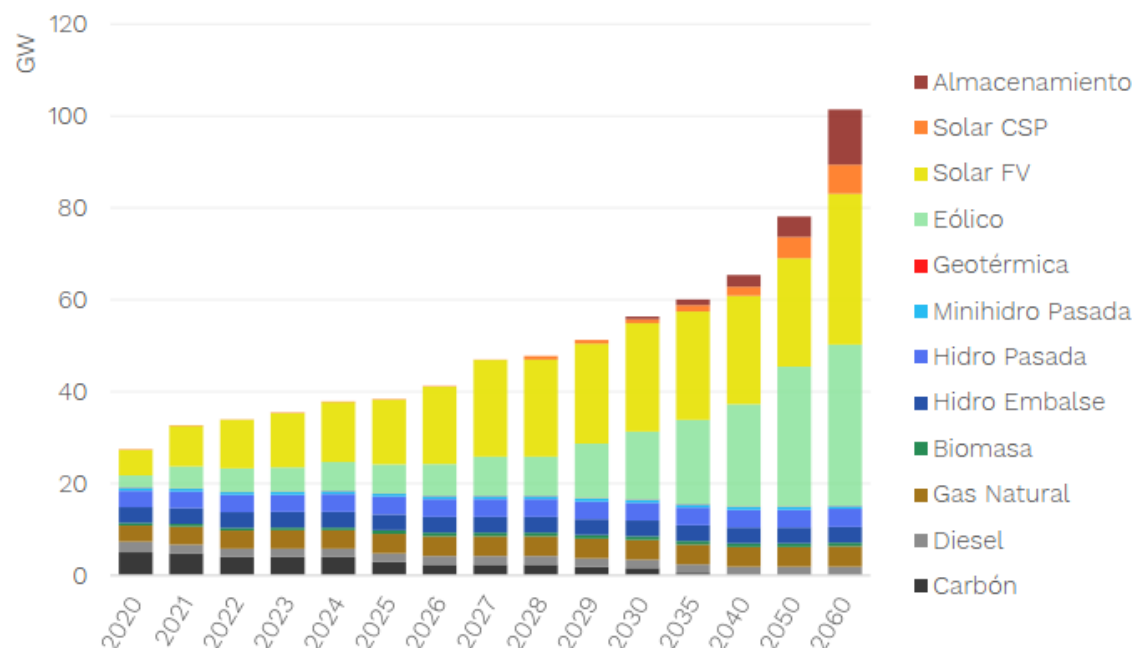


Figura 3.5: Capacidad instalada de generación, caso recuperación
Fuente: PELP 2023-2027 [26].

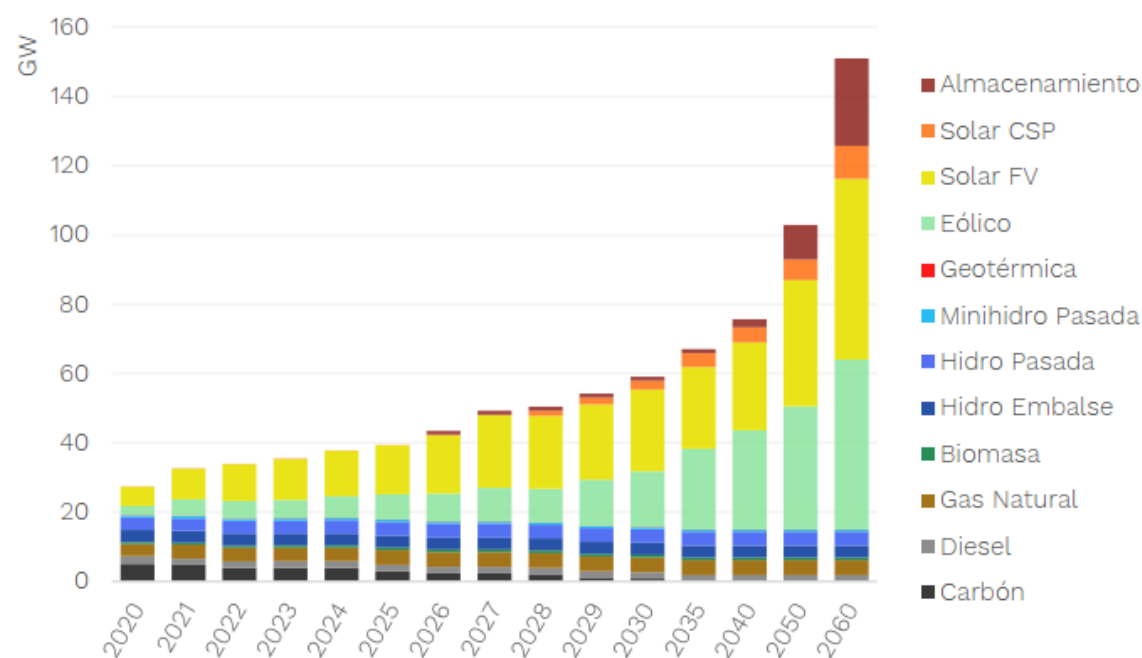


Figura 3.6: Capacidad instalada de generación, caso carbono neutralidad
Fuente: PELP 2023-2027 [26].

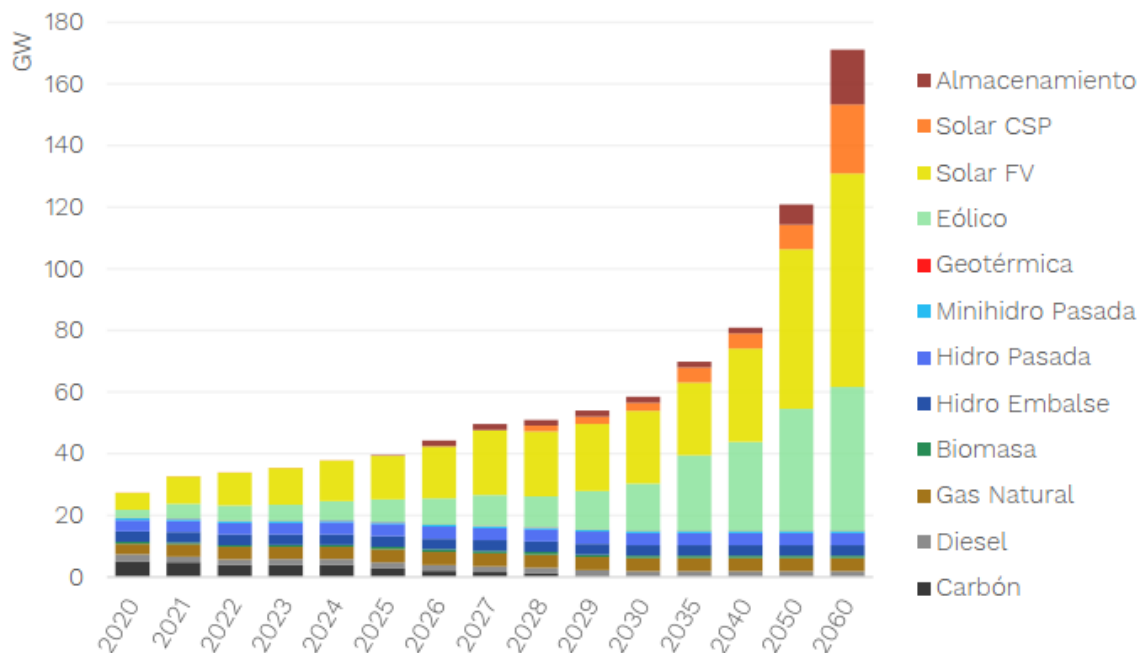


Figura 3.7: Capacidad instalada de generación, caso transición acelerada

Fuente: PELP 2023-2027 [26].

En las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 se pueden ver las proyecciones de generación en distintos escenarios de la transición energética según el informe PELP 2023-2027 [26]. El escenario de recuperación implica una ralentización de la transición energética debido a que la pandemia del COVID-19 generó grandes impactos tanto económicos como sociales en el país, quedando como plazo el 2040 para el cierre de todas las centrales a carbón pero en duda el 2050 como año en que se lograría la carbono neutralidad. Este escenario también contempla no poner restricciones a la operación de centrales a gas y diésel debido a su gran aporte a la flexibilidad en el sistema, un bajo precio al carbono, disminución lenta de los costos de tecnologías de generación ERNC y lento crecimiento económico. El escenario de carbono neutralidad implica lograr la carbono neutralidad para el año 2050, por lo que se mantienen los plazos y metas que se establecieron para esa meta. Además, se cerrarían las centrales a carbón el año 2035, se pondrían restricciones a las centrales de gas y diésel que estén operativas, se aumentaría medianamente el precio al carbono, se asume un precio medio de combustibles fósiles y una disminución media de costos de tecnologías de generación ERNC. Por último, el escenario de la transición acelerada implica que hubo una rápida recuperación tanto económica como social post pandemia, por lo que acelera la transición energética. En particular, se retiran las centrales a carbón antes de los años establecidos (2030), se hace un recambio de calefactores retirando los que usan leña y se aumenta el ingreso de energías renovables con almacenamiento debido a que sus costos disminuirían rápidamente, logrando así una carbono neutralidad para antes del 2050.

De estas figuras se observa que, si bien la cantidad de potencia instalada en los distintos escenarios cambia, el objetivo al que se llega es el mismo y que es disminuir al máximo la cantidad de energía generada por tecnologías no renovables y, por ende, más contaminantes como lo son el carbón y el diésel.

Cabe recalcar que estas proyecciones son en base a los objetivos del plan de transición energética establecidas por el Ministerio de Energía, pero para que efectivamente se cumplan se debe incentivar la inversión en estas tecnologías, ya que la generación es una inversión a cargo de los privados, por lo que si para ellos no es rentable o no se tienen las suficientes certezas de que la inversión es segura, este plan no podrá cumplir sus metas establecidas.

En base a lo revisado, en esta memoria se utilizará el caso intermedio, es decir, carbono neutralidad. Esto debido a que no acelera ni ralentiza el proceso de descarbonización y mantiene todas las proyecciones planteadas previo a la pandemia del COVID-19.

Por otra parte, para la proyección de demanda, esta se puede revisar en el informe preliminar de previsión de demanda entre los años 2021-2041 elaborado por la CNE para el SEN [5]. En este, se estima un crecimiento del 4,17% para la demanda el año 2023 y, hasta el año 2041 se estima un crecimiento del 3,81% anual, llegando a los 154,591[GWh] de energía requerida. Cabe mencionar que para un mayor detalle las proyecciones para las diferentes distribuidoras y regiones junto con otras variables, se puede consultar el informe antes mencionado. En el Cuadro 3.3 se observa en detalle estas estimaciones, para clientes libres y regulados a nivel nacional.

Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2021	28.848	44.455	73.302
2022	29.672	46.149	75.821
2023	29.963	49.027	78.990
2024	30.817	52.026	82.843
2025	31.767	52.114	83.881
2026	32.817	53.249	86.066
2027	33.831	54.349	88.180
2028	34.952	55.293	90.246
2029	36.143	56.907	93.050
2030	37.343	58.816	96.159
2031	38.737	63.037	101.774
2032	40.209	68.256	108.466
2033	41.778	73.448	115.227
2034	43.417	78.728	122.145
2035	45.121	83.576	128.696
2036	46.870	84.921	131.791
2037	48.713	87.441	136.154
2038	50.610	89.876	140.486
2039	52.533	92.202	144.735
2040	54.541	94.561	149.102
2041	56.613	97.977	154.591

Tabla 3.3: Proyección de demanda según la CNE, con los valores en unidades de GWh hasta el año 2041 [5].

Alternativas de conexión

En este capítulo se presentan las alternativas de conexión que se simularán en el software Flex-Tran, para posteriormente analizarlos y proponer la alternativa óptima. Además, se estudiará cada una de estas alternativas y como se llegó a ellas, junto con todos los supuestos y restricciones asociados a este cálculo.

4.1. Alternativas de conexión

En base a todos los proyectos declarados en el polo de desarrollo escogido, hubo que proponer alternativas de conexión entre estos y la futura Subestación Parinas. Conociendo esto, se tomaron en cuenta variables como el año de entrada en operación, potencia a transmitir, empresa adjudicataria y distancia entre ellas, variables mostradas en los Cuadro 3.1, 4.1 y 4.2. Así, se obtuvo el mapa de conexión entre centrales, el cual trazó líneas para conectar las centrales próximas entre sí y hacia la barra Parinas, las cuales se presentan de color verde y rojo respectivamente, mostrado en la Figura 4.1

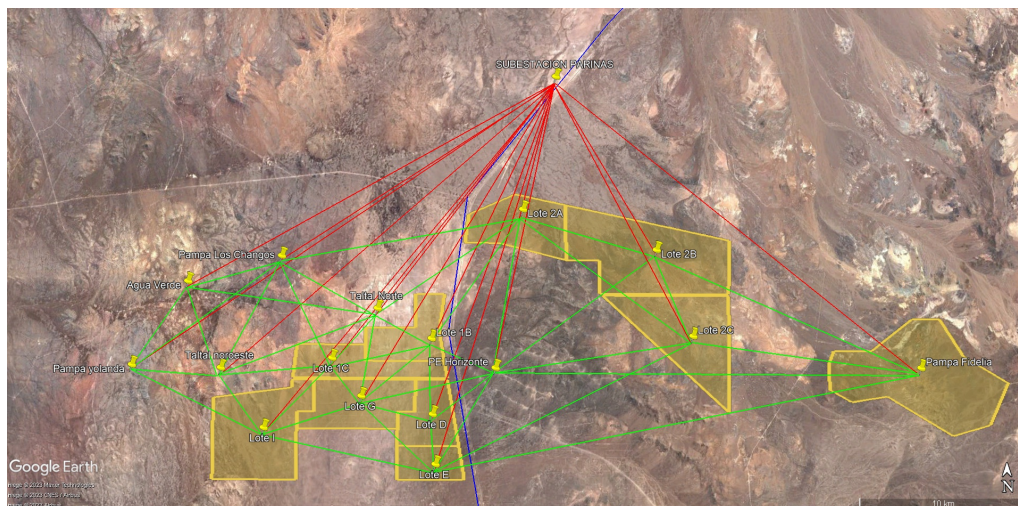


Figura 4.1: Esquema de conexión entre las distintas centrales y la S/E Parinas.

ID	Licitación	Dist. [km]	Cap. [MW]	Costo 220 [kV] [USD]	Costo 500 [kV] [USD]
0	S/E Parinas	0	0	0	0
1	Pampa Yolanda (1-0)	30,7	532	8.523.916,9	31.810.864,2
2	Agua Verde (2-0)	25,2	80	6.996.830,4	26.111.849,4
3	Pampa los changos (3-0)	19,7	71,4	5.469.744,4	20.412.834,7
4	Taltal Noroeste (4-0)	26,6	296	7.385.543,2	27.562.507,7
5	Taltal 1 I (5-0)	27,3	900	7.579.899,6	28.287.836,9
6	Taltal 1 C (6-0)	21,5	337	5.969.518,0	22.277.966,8
7	Taltal Norte (7-0)	17,6	320	4.886.675,2	18.236.847,2
8	Taltal 1 G (8-0)	22,3	278	6.191.639,6	23.106.914,4
9	Taltal 1 B (9-0)	17,4	280	4.831.144,8	18.029.610,3
10	Taltal 1 D (10-0)	21,5	173,2	5.969.518,0	22.277.966,8
11	Taltal 1 E (11-0)	24,2	148,8	6.719.178,4	25.075.664,9
12	PE Horizonte (12-0)	17,7	607	4.914.440,4	18.340.465,7
13	Taltal 2 A (13-0)	8,46	273,6	2.348.935,9	8.766.120,9
14	Taltal 2 B (14-0)	12,0	458	3.331.824,0	12.434.214,0
15	Taltal 2 C (15-0)	17,5	411	4.858.910,0	18.133.228,8
16	Pampa Fidelia (16-0)	27,8	920	7.718.725,6	28.805.929,1

Tabla 4.1: Distancias desde las distintas centrales hasta la S/E Parinas, con su respectivo costo con tensiones de 220 [kV] y 500 [kV]. Mayor desarrollo en Apéndice A.1.

ID	Distancia [km]	Costo 220 kV [USD]	Costo 500 kV [USD]
1-2	5,79	1.607.605,1	5.999.508,3
1-3	10,9	3.026.406,8	11.294.411,1
1-4	5,32	1.477.108,6	5.512.501,5
1-5	8,71	2.418.348,9	9.025.167,0
2-3	5,81	1.613.158,1	6.020.232,0
2-4	5,48	1.521.533,0	5.678.291,1
2-7	11,41	3.168.009,3	11.822.865,2
3-4	7,60	2.110.155,2	7.875.002,2
3-6	6,85	1.901.916,2	7.097.863,8
3-7	6,56	1.821.397,1	6.797.370,3
3-13	14,6	4.053.719,2	15.128.293,7
4-5	4,32	1.199.456,6	4.476.317,0
4-6	6,72	1.865.821,4	6.963.159,8
4-7	9,97	2.768.190,4	10.330.759,5
5-6	5,67	1.574.286,8	5.875.166,1
5-8	6,10	1.693.677,2	6.320.725,5
5-11	10,5	2.915.346,0	10.879.937,3
6-7	3,99	1.107.831,5	4.134.376,2
6-8	2,78	771.872,6	2.880.592,9
6-9	6,10	1.693.677,2	6.320.725,5
7-8	5,32	1.477.108,6	5.512.501,5
7-9	3,68	1.021.759,4	3.813.159,0
7-13	10,4	2.887.580,8	10.776.318,8
8-9	5,41	1.502.097,3	5.605.758,2
8-10	4,42	1.227.221,8	4.579.935,5
8-11	5,9	1.638.146,8	6.113.488,6
8-12	8,19	2.273.969,9	8.486.351,1
9-10	4,49	1.246.657,5	4.652.468,4
9-12	4,15	1.152.255,8	4.300.165,7
9-13	9,22	2.559.951,4	9.553.621,1
10-11	3,00	832.956	3.108.553,5
10-12	4,63	1.285.528,8	4.797.534,2
11-12	6,74	1.871.374,5	6.983.883,5
11-15	17,1	4.747.849,2	17.718.755,0
11-16	29,5	8.190.734,0	30.567.442,8
12-13	9,33	2.590.493,2	9.667.601,4
12-14	11,8	3.276.293,6	12.226.977,1
12-15	12,0	3.331.824,0	12.434.214,0
12-16	25,44	7.063.466,9	26.360.533,7
13-14	8,43	2.340.606,4	8.735.035,3
13-15	12,7	3.526.180,4	13.159.543,2
14-15	5,57	1.546.521,6	5.771.547,7
14-16	17,2	4.775.614,4	17.822.373,4
15-16	13,7	3.803.832,4	14.195.727,7

Tabla 4.2: Distancias entre centrales, con su respectivo costo en tensiones de 220 [kV] y 500 [kV]. Mayor desarrollo en Apéndice A.1.

Las alternativas de conexión que se plantearon se organizaron por año de entrada en operación y luego por capacidad a transmitir, en donde las cinco alternativas que se mostrarán a continuación tienen distintas topologías y costos, los cuales se detallarán en cada una. Cabe recalcar que todos los valores presentados están en valor presente.

Para tener un mayor detalle de como se escogieron estas topologías, el valor de referencia y el proceso que se realizó, se puede revisar el Apéndice A.1.

4.1.1. Alternativa 1

La alternativa 1 consiste en una distribución de las centrales según su año de ingreso y minimizando el costo de conexión entre centrales. En este caso, entrarán primero el año 2026 las centrales Pampa los Changos conectada hacia Taltal norte (3-7) junto con la central Pampa Yolanda conectada a Taltal Noroeste (1-4) y esta a Taltal Norte (4-7), yendo finalmente desde Taltal norte hasta la S/E Parinas (7-0). Por otra parte, la central Pampa Fidelia tendrá su propia línea (16-0) y no se conectará con otras centrales.

Para el 2027 entra solo la central Parque eólico Horizonte, la cual se conectará directo a la Subestación Parinas con la línea 12-0.

Por último, para el 2029 entran las centrales restantes, en donde Agua Verde se conecta a Taltal norte (2-7), Taltal 1 lote I se conecta a Taltal 1 lote C (5-6) y esta se conecta a Taltal norte (6-7), al igual que Las centrales Taltal 1 lote G y Taltal 1 lote B que se conectan a Taltal norte con sus líneas 8-7 y 9-7. También, las centrales Taltal 1 lote D y Taltal 1 lote E se conectarán a la central Parque eólico Horizonte (10-12 y 11-12) que es por donde evacuarán su energía. Por último, se conectarán las centrales Taltal 2 lote B y Taltal 2 lote C (14-13 y 15-13) con Taltal 2 lote A para finalmente conectarse a la S/E Parinas (13-0). Esto queda representado con el siguiente esquema:

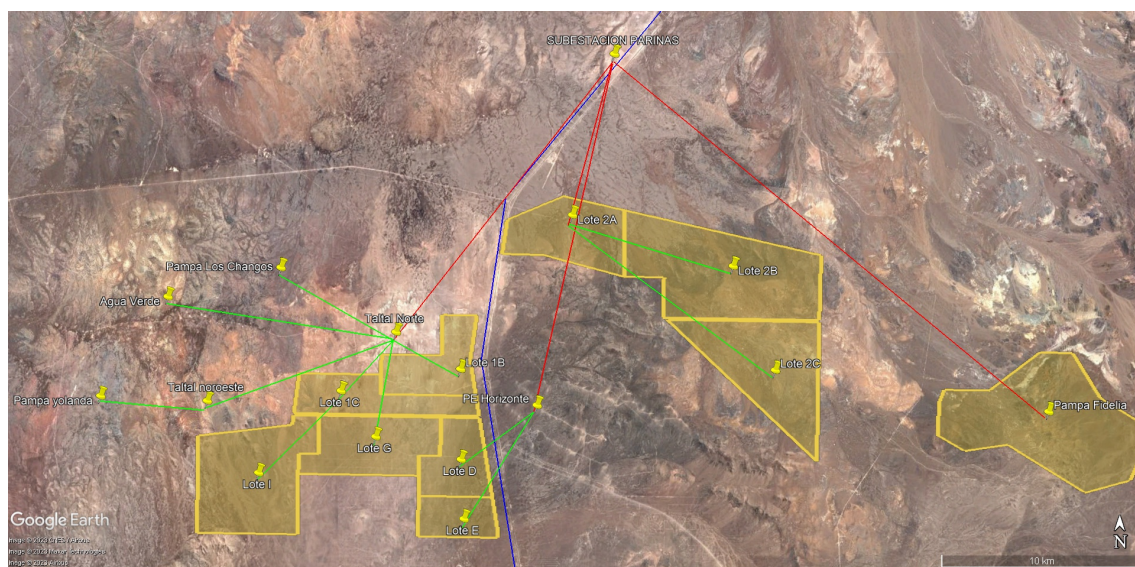


Figura 4.2: Esquema para alternativa 1

Esta alternativa tiene un costo de 48.194.834,2 USD cuyo detalle puede obtenerse de los valores existentes en Cuadro 4.1 y 4.2.

4.1.2. Alternativa 2

La alternativa 2 es una redistribución de la alternativa 1, por lo que se obtuvo tramos diferentes asociados a la nueva topología, lo cual también cambia el costo final.

Para definir esta topología también se organizó por año de entrada de las centrales, por lo que para las centrales del año 2026 la conexión que se propone es: conectar la central Pampa los Changos con Pampa Yolanda (3-1), luego Pampa Yolanda con Taltal Noroeste (1-4), después Taltal noroeste con Taltal norte (4-7) para finalmente conectar Taltal norte a la S/E Parinas (7-0). También, entra la central Pampa Fidelia, que se conecta directo a la Subestación Parinas usando la línea 16-0.

En el 2027 entra solamente la central Parque eólico Horizonte, la cual se conectará directamente a la Subestación Parinas con la línea 12-0.

Por último, para el 2029 se conectarán las centrales Agua Verde a Taltal norte (2-7), luego Taltal 1 Lote I con Taltal 1 lote C (5-6) y Taltal 1 lote C con taltal norte (6-7) para finalmente evacuar esta energía por la línea 7-0. También, las centrales Taltal 1 lote G 8, Taltal 1 lote B 9, Taltal 1 lote D 10 y Taltal 1 lote E 11 se conectarán con su respectiva línea a la central Parque eólico Horizonte (8-12, 9-12, 10-12 y 11-12), para evacuar esta energía a través de la línea 12-0. Para concluir, se agregan las centrales Taltal 2 lote B y Taltal 2 lote C 15 y 14 a la central Taltal 2 lote A (14-13 y 15-13) para ir desde esta última hasta la S/E Parinas (13-0). Esto queda mejor representado en el siguiente esquema:

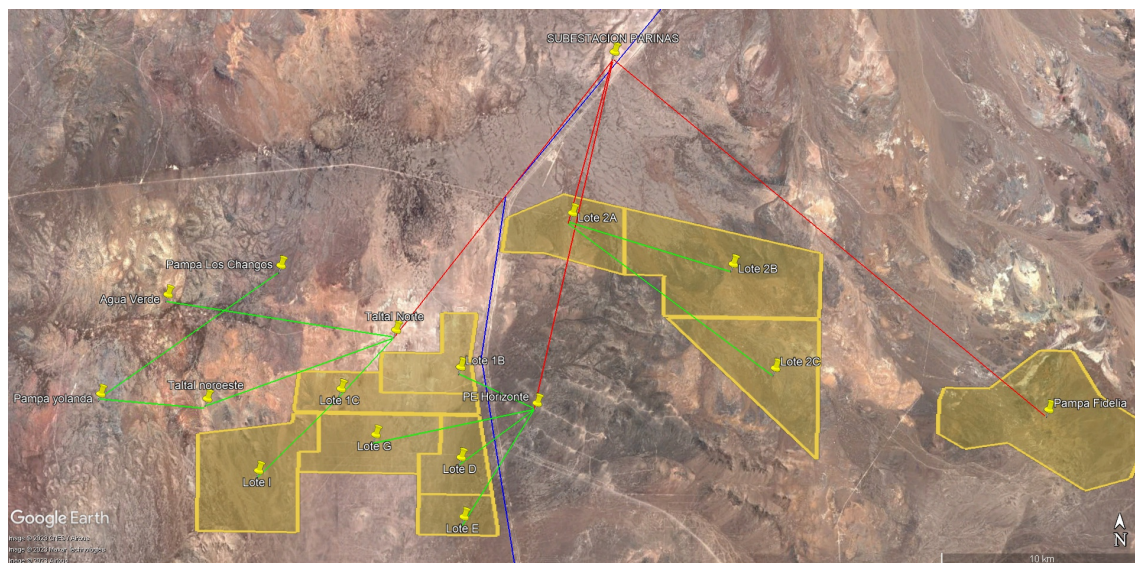


Figura 4.3: Esquema de conexión para la alternativa 2

El costo de esta alternativa tiene un valor de 50.327.201,5 USD, cuyo detalle puede obtenerse de los valores presentes en Cuadro 4.1 y 4.2.

4.1.3. Alternativa 3

La alternativa 3 consiste en una alternativa trivial, en donde se planteará que cada central tendrá su propia línea conectada a la S/E Parinas independiente del año de entrada. Esto queda representado con el siguiente esquema:

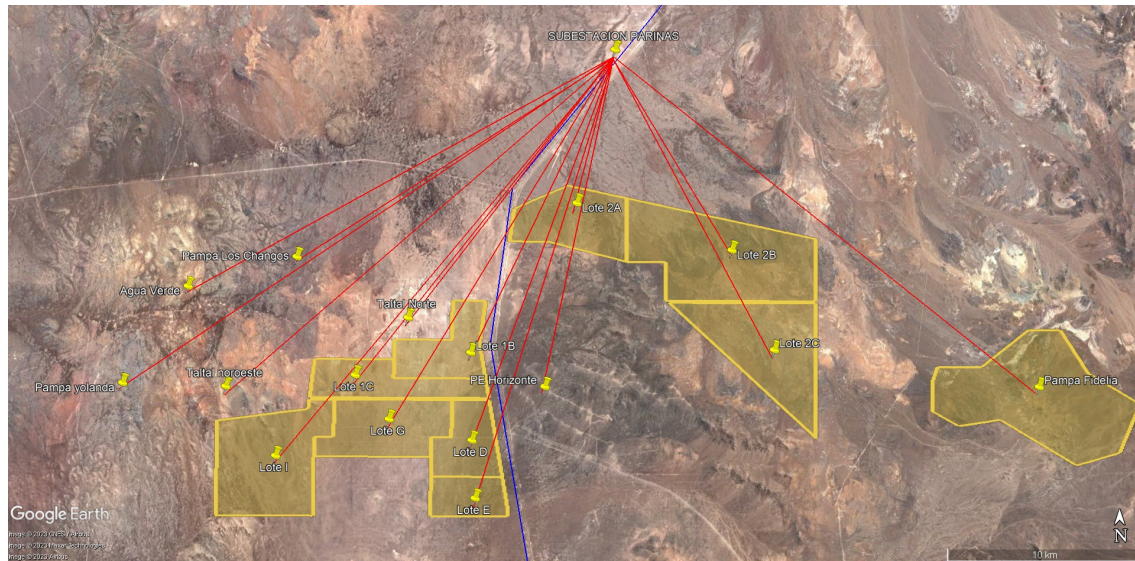


Figura 4.4: Esquema para alternativa 3

Esta alternativa tiene un costo de 93.696.443,92 USD y su detalle se puede sacar de la tabla Cuadro 4.1.

4.1.4. Alternativa 4

Esta alternativa propone cambios en la conexión de las centrales que entran en operación el 2026 y repite algunas conexiones mostradas en las alternativas 1 y 2 para las centrales que entran en años posteriores.

Para el 2026 el cambio que tiene esta topología con respecto a las alternativas anteriores es que ahora las centrales Lote I, Lote C, Taltal Norte, Pampa Yolanda, Taltal Noroeste y Agua Verde se conectan a la central Pampa los Changos (2-3, 1-4 y 4-3, 5-6 y 6-3, 7-3) y desde ahí se conecta toda esta potencia con la subestación Parinas para ser evacuada al SEN (3-0). El resto del sistema se mantiene con la misma topología mostrada en la alternativa 2. Esto queda representado con la Figura 4.5.

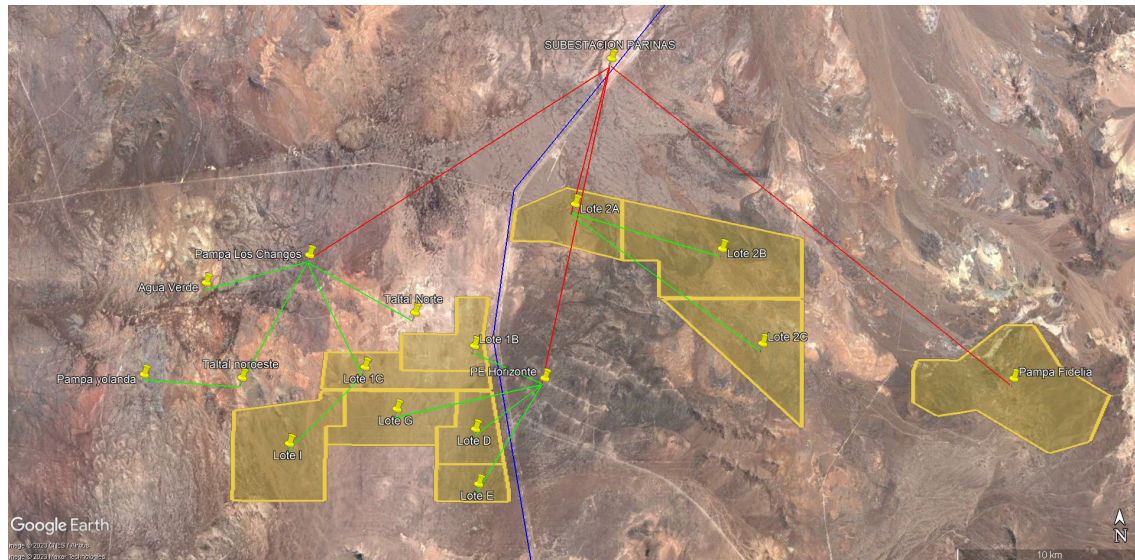


Figura 4.5: Esquema para alternativa 4

El costo de conectar las centrales con esta disposición tiene un valor de 43.399.784,1 USD, cuyo detalle puede obtenerse de los valores existentes en Cuadro 4.1 y 4.2.

4.1.5. Alternativa 5

La última alternativa a proponer es una variación de la anterior, más específicamente, las centrales Agua Verde, Pampa los Changos, Taltal Noroeste, Lote I, Lote C y Taltal Norte conectadas al proyecto Pampa los Changos ahora se conectan a la barra del proyecto Pampa Yolanda (2-1, 3-1, 7-4 y 4-1, 6-5 y 5-1) y desde ahí se conecta esta barra a la subestación Parinas a 220 [kV] (1-0). Todas las centrales restantes se mantienen conectadas con la misma topología que la alternativa 4. Esto queda representado en la Figura 4.6.

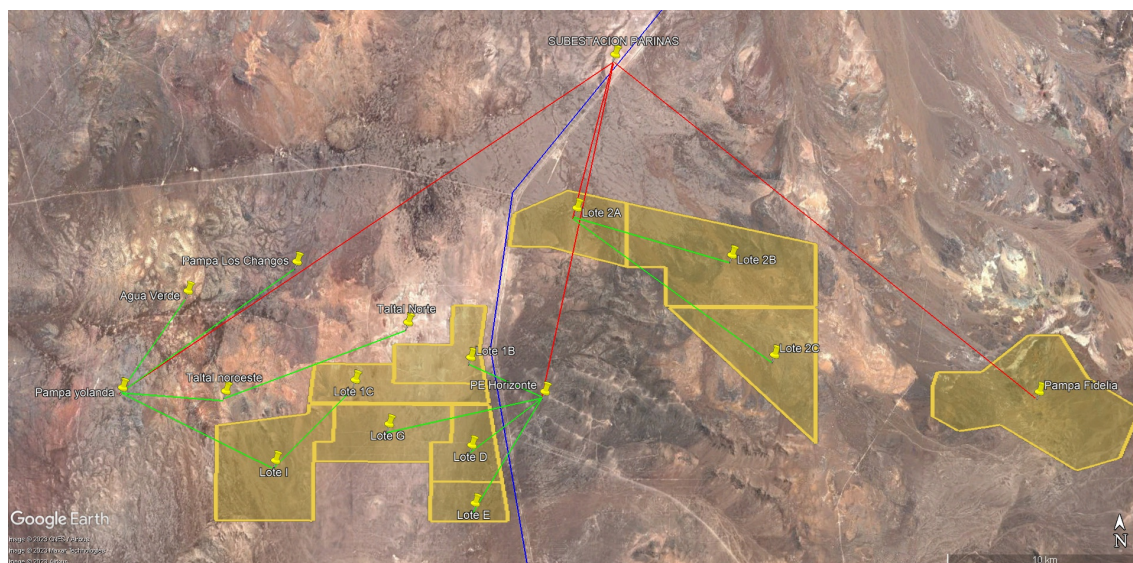


Figura 4.6: Esquema para alternativa 5

El costo asociado a esta topología es de 48.827.880,7 USD, cuyo detalle puede obtenerse de los valores existentes en Cuadro 4.1 y 4.2.

Capítulo 5

Simulación

5.1. Flex-Tran

El programa Flex-Tran, en su módulo TNEP, es un software desarrollado por la Universidad de Chile, la Universidad Técnica Federico Santa María y el Coordinador con el objetivo de apoyar en la toma de decisiones del proceso de planificación óptima de expansión de la transmisión eléctrica en Chile.

El módulo TNEP, es un software desarrollado en el lenguaje de programación Python y posee 6 hojas con datos de entrada necesarios para su correcto funcionamiento, los cuales van desde los años que se desean analizar con cierta hidrología, hasta el modelo eléctrico de toda la red. Este programa consta de varias alternativas para el mejoramiento de la red, los cuales pueden ser incorporar nuevas líneas al sistema, aumentarle la capacidad a las líneas existentes, agregar almacenamiento en uno o varios puntos, entre otras, por lo que es un programa que se ajusta a las necesidades de esta memoria y que ayudará a cumplir los objetivos planteados.

5.1.1. Optimización

El módulo TNEP tiene como objetivo apoyar el problema de la expansión de la transmisión eléctrica en Chile. Su gran ventaja es que analiza los datos y elige las soluciones óptimas económicas y técnicas, a diferencia del proceso que realiza el Coordinador, en donde se realiza un diagnóstico de la transmisión pero también se deben esperar las propuestas de los agentes, por lo que si no hay propuestas de expansión en ciertas zonas que si lo necesitan, se quedarían tal cual están.

Dentro de esto, otra ventaja que tiene es que puede proponer varias soluciones en paralelo y de distinto tipo, es decir, puede proponer que se haga una línea en paralelo y, al mismo tiempo, que a otra línea se le cambie el conductor y se le aumente la tensión. Esto genera que a cada proyecto se le puedan definir varias acciones, haciendo proyectos más flexibles y, con esto, la modelación de opciones más complejas pero más eficientes.

Otro ejemplo de la flexibilidad que aporta este programa, es que los periodos repre-

sentativos los hace en base a “Chronological time-period clustering”, el cual mantiene el orden cronológico de los datos, lo que ayuda a, por ejemplo, capturar la variabilidad del recurso renovable o el nivel de los embalses hídricos.

Por último, en términos de algoritmo y optimización, este usa el método de generación de columnas y optimización heurística de forma conjunta, lo que genera tiempos de solución menores para problemas más complejos, ya que subdivide el problema principal en varios de menor tamaño.

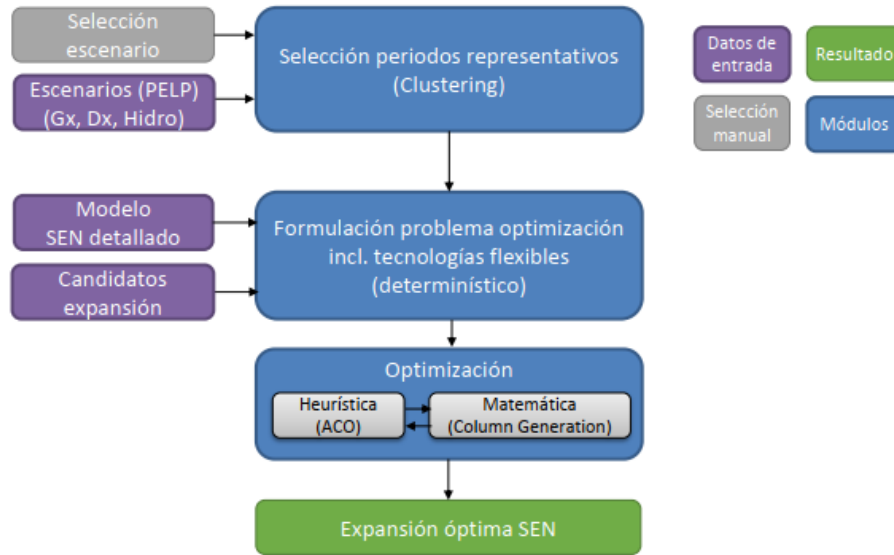


Figura 5.1: Esquema general del módulo TNEP.

Fuente: Presentación Fondef IDeA Flex-Tran.

La función objetivo del problema de planificación es minimizar el valor presente de la suma de los costos de inversión y operación para todo el horizonte de planificación, tal como se muestra en la ecuación Ecuación (5.1).

$$\min \sum_{y \in Y} \frac{1}{q^{y-y_0}} [C_y^{INV} + C_y^{OP}] \quad (5.1)$$

Donde C_y^{INV} representa los costos de inversión para el año y en todo el conjunto de años en el horizonte de planificación Y , los que se calculan como la suma de los costos de inversión en proyectos de transmisión y almacenamiento. Por otra parte, C_y^{OP} representa los costos de operación, que se calculan como la suma de los costos fijos de operación y mantenimiento de los generadores, costos variables de operación, costos de demanda no servida, costos por recorte de renovables, penalización por exceso de generación, y penalizaciones asociadas afluentes y vertimientos ficticios. Finalmente, q representa la tasa de descuento.

5.1.1.a. Restricciones

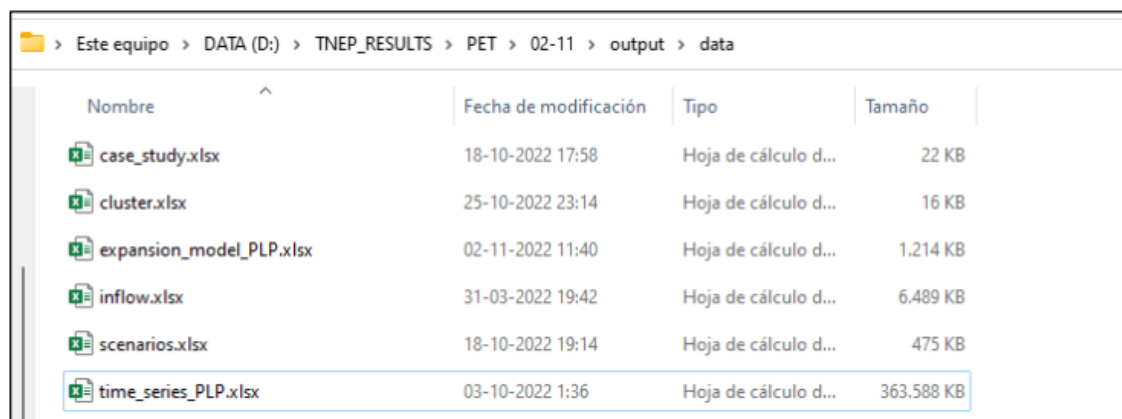
La solución que se obtenga estará sujeta a diferentes restricciones sistémicas, de inversión y técnicas que limitan la operación de las unidades de generación, transmisión y almacenamiento. Estas se ejemplificarán a continuación:

- Restricciones del sistema: equilibrio de potencia en cada nodo del sistema en cada hora. Requisitos de reserva primaria y secundaria cuando corresponda.
- Restricciones a líneas de transmisión: la capacidad de transmisión construida hasta el año y limita el flujo a transmitir. Además, se limita el flujo máximo según los límites térmicos.
- Restricciones a generadores: dependiendo del tipo de generador, este tendrá distintas limitaciones asociadas. Por el lado de los generadores térmicos, como centrales a carbón, están los tiempos de encendido y apagado, mínimos técnicos, reservas primarias y secundarias y límites de rampas, junto con el año de retiro según corresponda. Por otra parte, los generadores hidráulicos tienen limitaciones como los límites de rampa, límites de embalse cuando corresponda, potencia máxima y mínima según la hidrología. Por último, para los generadores ERNC sin almacenamiento, las limitaciones están dadas por la capacidad de entregar toda la energía que generan en el momento que sucede, esto dado por sus perfiles de disponibilidad del recurso primario.

Para tener una mayor profundidad en todos estas restricciones y otras, se recomienda ver [27].

5.1.2. Base de datos de entrada

El programa Flex-Tran usa principalmente cuatro carpetas que contienen los archivos necesarios para su correcto funcionamiento. En la carpeta “data” ubicada en el directorio principal del programa, se encuentra la base de datos. En esta se encuentran los siguientes archivos:



Nombre	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
case_study.xlsx	18-10-2022 17:58	Hoja de cálculo d...	22 KB
cluster.xlsx	25-10-2022 23:14	Hoja de cálculo d...	16 KB
expansion_model_PLP.xlsx	02-11-2022 11:40	Hoja de cálculo d...	1.214 KB
inflow.xlsx	31-03-2022 19:42	Hoja de cálculo d...	6.489 KB
scenarios.xlsx	18-10-2022 19:14	Hoja de cálculo d...	475 KB
time_series_PLP.xlsx	03-10-2022 1:36	Hoja de cálculo d...	363.588 KB

Figura 5.2: Archivos de la carpeta data

Todos estos archivos cumplen una función pero no todos serán modificados, por lo que se explicarán en mayor o menor profundidad dependiendo de si se le cambia algún parámetro o no, cuyas modificaciones se verán en la Sección 5.2.

Cabe recalcar que los datos existentes en este software sobre generación, demanda, líneas de transmisión, hidrologías, precios de los diferentes combustibles y tecnologías, perfiles de generación, proyecciones a través de los años, entre otros, están basados en la información oficial que tiene el Coordinador y cuya última actualización está en la PELP 2020 y el informe PET 2021 [25], [6].

5.1.2.a. Caso de estudio

Este archivo contiene la configuración principal del caso de estudio que se desea simular, definiendo la mayoría de los parámetros que se quieren considerar en cada caso. Este archivo contiene cuatro hojas de Excel, las cuales le darán las indicaciones al sistema de como debe ser el caso considerado.

La primera hoja de Excel llamada “Cases” contiene las configuraciones principales a la hora de ejecutar el programa, en donde cada columna será un parámetro para variar y cada fila será un caso distinto. Esta hoja tiene, como variables más relevantes, el ID de cada caso que se va a simular con su nombre y descripción, la hidrología que se va a usar, los años de simulación, el tipo de expansión que se desea simular, entre otros.

La segunda hoja de este Excel se llama “Scenario” y su función es netamente descriptiva, ya que busca ayudar al usuario con notas para recordar que caso contiene que configuraciones, por lo que no tiene una influencia en la operación del programa.

Luego, en la tercera hoja está el “Scenario_mapping”, en la cual se realiza el vínculo entre las bases de datos de las dos hojas anteriores a través de una asignación de un ID para cada caso.

A	B	C
case_id	scenario_id	weight
1	1	1
2	2	1
3	3	1
4	1	0.334
4	2	0.333
4	3	0.333
5	6	1

Figura 5.3: Vista general de la hoja “scenario_mapping”

De la imagen 5.3 se puede ver que a cada “case_id” se le puede asignar un peso, esto con la variable “weight”, lo cual hace posible combinar los escenarios al, por ejemplo, darle un menor peso a cada escenario. Aún así, en esta memoria solo se realizarán casos con un peso de 1, por lo que esta variable no se moverá.

Por último, en la cuarta hoja del Excel “Case_study”, llamada “Hydrology_mapping” se define la hidrología que se utilizará para cada caso de estudio. Cabe recalcar que hay dos tipos de hidrologías, el modo “fix” en donde para todos los años existe la misma hidrología de un año en particular y el modo “chronological”, en el cual se ordenan cronológicamente las hidrologías desde el año 1960 hasta el 2018, como se puede ver en la siguiente tabla:

Strategy ‘fix’		Strategy ‘chronological’	
Year_init 2021	Initial_hydrology 2016	Year_init 2021	Initial_hydrology 2016
Simulación 2021 ->hidrología 2016		Simulación 2021 ->hidrología 2016	
Simulación 2022 ->hidrología 2016		Simulación 2022 ->hidrología 2017	
Simulación 2023 ->hidrología 2016		Simulación 2023 ->hidrología 2018	
Simulación 2024 ->hidrología 2016		Simulación 2024 ->hidrología 1960	

Tabla 5.1: Comparación entre las dos alternativas para poner hidrologías.

Cabe recalcar que en caso de estar usando el método “chronological” y superar el año 2018, la hidrología se reiniciará desde el primer año documentado, es decir 1960, como se puede ver en la tabla 5.1.

En esta memoria se utilizará el método “chronological” debido a que esto refleja mejor el comportamiento de las hidrologías con el pasar de los años.

5.1.2.b. Agrupaciones

La base de datos del Excel “cluster” tiene como función el definir la configuración necesaria para la selección de los días representativos. Esta consta de seis hojas, las cuales se describirán a continuación.

Primero, está la hoja “Cases”, la cual está muy ligada al Excel “case_study”, ya que muchas de las variables que allí aparecen se repiten en esta hoja y es por esto que es necesario que en ambas hojas se encuentre la misma información cuando se trata de las mismas variables. En esta hoja, se encuentran parámetros importantes como la variable del caso que se va a simular, la hidrología y su modo de operación, años de simulación, entre otros.

En la siguiente hoja llamada “Advanced_Options_id” se puede configurar de forma más avanzada la selección de días representativos a través del “cluster”. Esto tiene cuatro opciones para escoger de forma más específica las características de estos días, las cuales son:

- **“Force_peak_demand”**: Es un valor booleano en donde si tiene el valor 1, el

cluster seleccionará el día de máxima de demanda y, en caso contrario, si el valor es 0 el cluster puede o no, seleccionar ese día.

- **“Adjust_yearly_demand”**: Valor booleano que si es 1, ajusta la selección de días con tal de que la demanda de energía anual coincida con la demanda de los días seleccionados y el peso asociado a estos. Si el valor es 0, el “cluster” puede o no escoger este ajuste.
- **“Maximum_yearly_demand_deviation”**: Valor en porcentaje que considera la holgura porcentual entre la demanda anual de los días representativos seleccionados y la demanda real, ya que no será posible obtener la demanda anual exacta.
- **“Adjust_to_yearly_targets”**: Valor booleano que ajusta los días para que representen mejor las variaciones asociadas a demanda, generación solar, eólica e hídrica. Se debe tener en cuenta que solo se puede elegir entre “force_peak_demand” o “adjust_to_yearly_targets”, por lo que uno de los dos debe estar activo y el otro en valor nulo, de lo contrario se tendrá un error.

Luego, en la siguiente hoja llamada “Mapping_Operating_Conditions” se pueden seleccionar los días representativos para el caso de estudio. En este se puede escoger la cantidad de días por semana, mes, temporada, etc, por lo que para cada caso se puede cambiar la cantidad de días representativos según lo que se quiera estudiar.

En la siguiente hoja llamada “Available_Metrics” se puede escoger la norma a usar para el proceso de clustering. En esta memoria se tendrá fija la norma Euclideana a menos que se indique lo contrario en algún caso.

Posteriormente, viene la hoja “Available_Features” en la cual se describirá cada variable que puede influir en el proceso de “clustering” pero siendo solo notas para el usuario y no modificando la simulación en sí. Estas variables pueden ser la carga (“load”), generación solar (“solar”), generación eólica (“eolic”) y la generación hídrica (“inflow”).

Por último, en la hoja “Clustering_set” se debe asociar cada variable al caso de estudio, asignándole un peso y cuidando que el total sume 1. Además, esta debe tener asignadas las características vistas en la hoja “Available_features” al “case_id” del caso de estudio.

	A	B	C	D
1	case_id	feature_id	feature_name	weight
2	1	1	load	0.333
3	1	2	solar	0.333
4	1	3	eolic	0.333
5	2	2	solar	1
6	3	3	eolic	1
7	4	1	load	0.334
8	4	2	solar	0.333
9	4	3	eolic	0.333

Figura 5.4: Imagen de la hoja *Clustering_set*

5.1.2.c. Modelo de expansión

La base de datos de este Excel contiene todos los parámetros eléctricos necesarios para generar el modelo del sistema eléctrico de potencia existente y los candidatos a expansión. Consta de doce hojas, las cuales contienen las barras, cargas, reservorios de centrales, matriz hídrica del sistema, costos de combustibles de las diferentes tecnologías de generación presentes en el sistema, los generadores presentes en el sistema, las líneas y sus proyecciones para entrar o salir del sistema, compensación serie, aumento de tensión en transformadores, aumento de tensión en conductores y almacenamiento. Cabe recalcar que todo estos parámetros están actualizados hasta el informe PET 2021, con este incluido, por lo que todas las acciones que vienen después de este debe tenerse en cuenta que no están considerados en las bases de datos del programa.

Para una mayor profundización sobre los parámetros aquí presentes, las configuraciones posibles y sus variables, se recomienda revisar el informe “Documentación de operación a nivel usuario del programa Flex-Tran TNEP” [18].

5.1.2.d. Caudales

Este Excel contiene la base de datos del recurso hídrico por los distintos afluentes del país para cada unos de los años en que se posee los datos hidrológicos. Estos datos son necesarios para la operación de las centrales que ocupen este recurso y no se modificarán en este trabajo.

5.1.2.e. Escenarios

En esta base de datos se tiene las proyecciones de diferentes variables del sistema, como lo son para el parque generador, costos de combustibles, tecnologías de almacenamiento, entre otras. Cabe recalcar que, al igual que para la hoja “Expansion_model”, al momento de proyectar precios o entradas y salidas de generadores, se está considerando hasta el Informe PET 2021 [6], por lo que cualquier cambio que haya habido posterior a este, se debe actualizar o tener presente que no está considerado. Estos valores no se cambiarán a menos que se indique lo contrario.

5.1.2.f. Series de tiempo

Por último, se tiene la base de datos “time_series” que es la más grande de todas debido a la gran cantidad de valores que posee. El objetivo de esta es entregar los datos de perfiles de generación ERV, la demanda de las barras con resolución horaria y, además, los volúmenes de los embalses con resolución semanal, todos estos actualizados hasta el año 2021. Estos valores no se modificarán en este trabajo a medida que se indique lo contrario.

Cabe recalcar que para tener un mayor manejo y entendimiento del funcionamiento de este programa, se debe recurrir a la documentación y manuales que existen sobre este, como [18], [19] y [27].

5.1.3. Archivos de Salida

En este software se tienen 59 archivos de salida, los cuales se separan por información asociada a: barras, ESS, generadores, líneas de transmisión, reservas hidrológicas y del sistema en sí, además de un archivo con un cuadro resumen que muestra los costos operacionales en distintas áreas. Estos archivos tienen detalle horario y anual según corresponda, lo cual ayuda al posterior análisis de los resultados. A continuación se presentan los nombres de los archivos y la información que contienen:

Barras

Estos archivos muestran todos los datos que se pueden obtener asociado a las barras del modelo eléctrico. Estos son:

- busbar_curtailment_y: recorte de energía en las barras por año.
- busbar_curtailment_h: recorte de energía en las barras por hora.
- busbar_generation_y: energía generada en las barras por año.
- busbar_generation_h: potencia en las barras por hora.
- busbar_lmp_h: costo marginal de las barras (local marginal price).
- busbar_load_h: demanda de energía en las barras por hora.
- busbar_load_y: demanda de energía en las barras por año.
- busbar_peak_load_y: demanda punta de energía en las barras de todo el año.
- busbar_use_y: energía no suministrada en las barras por año.
- busbar_use_h: energía no suministrada en las barras por hora.

BESS

En esta sección se muestran todos los archivos que hacen mención a las baterías de almacenamiento utilizadas en el modelo eléctrico. Estos archivos son:

- ess_capacity_build_y: almacenamiento de energía construida por año.
- ess_energy_h: energía de las baterías por hora.
- ess_energy_y: energía de baterías por año.
- ess_fixed_cost_y: costos fijos de baterías por año.
- ess_generation_h: energía generada por las baterías por hora.

- `ess_generation_y`: energía generada por las baterías por año.
- `ess_load_h`: carga de baterías por hora.
- `ess_load_y`: carga de baterías por año.
- `ess_power_capacity_build_y`: capacidad (MW) total de almacenamiento por año.
- `ess_soc_h`: estado de carga de batería por hora.
- `ess_soc_y`: estado de carga de batería por año.
- `ess_total_capacity_build_h`: energía total de almacenamiento construida por hora.
- `ess_total_capacity_y`: energía total de almacenamiento construida por año.
- `ess_total_power_capacity_build_y`: capacidad (MW) total de almacenamiento construida por año.
- `ess_total_power_capacity_y`: capacidad (MW) total de almacenamiento por año.

Generadores

En esta sección se muestran todos los archivos relacionados a los generadores presentes en el sistema.

- `generator_capacity_y`: capacidad instalada generación por año.
- `generator_curtailment_y`: recorte de energía en generadores por año.
- `generator_curtailment_h`: recorte de energía en generadores por hora.
- `generator_generation_y`: energía generada por año.
- `generator_generation_h`: potencia inyectada por hora.
- `generator_units_on`: generadores encendidos.
- `generator_max_operational_capacity_h`: capacidad máxima de generación por hora.

Líneas

Estos archivos muestran todos los datos asociados a líneas de transmisión como los proyectos nuevos, niveles de carga, entre otros.

- `line_capacity_build_y`: inversión en capacidad de transmisión por año (acumulada).
- `line_flow_h`: flujo de potencia por las líneas por hora.
- `line_flow_y`: flujo de potencia por las líneas por año.
- `line_load_level_h`: cargabilidad de las líneas por hora.

- line_load_level_y: cargabilidad de las líneas por año (máximo en el año).
- line_losses_y: pérdidas de las líneas por año.
- line_max_flow_limit_h_y: capacidad máxima de transmisión por hora.
- line_max_flow_y: flujo máximo de potencia en el año.
- line_min_flow_y: flujo mínimo de potencia en el año.
- line_total_capacity_build_y: inversión en capacidad de transmisión por año.

Reservorios

Aquí se muestran los archivos asociados a niveles de embalses, caudales, entre otros.

- reservoir_non_physical_dump_hour: non physical dump por hora.
- reservoir_non_physical_dump_y: non physical dump por año.
- reservoir_non_physical_inflow_hour: non physical inflow por hora.
- reservoir_non_physical_inflow_y: non physical inflow por año.
- reservoir_volume_hour: volumen de embalses por hora.

Sistema

Por último, aquí se muestran los datos referidos al sistema, como carga, costos marginales, entre otros.

- system_curtailment_y: recorte del sistema en el año.
- system_ess_capacity_y: capacidad de almacenamiento del sistema al año.
- system_ess_power_y: energía generada en las barras por año.
- system_generation_capacity_y: capacidad instalada de generación por año.
- system_generation_y: energía generada en el sistema por año.
- system_lmp_y: costo marginal promedio del sistema por año.
- system_load_y: demanda de energía en el sistema por año.
- system_non_physical_dump_y: non physical dump del sistema por año.
- system_non_physical_inflow_y: non physical inflow del sistema por año.
- system_peak_load_y: demanda máxima del sistema en el año.
- system_use_y: energía no servida en el sistema por año.

En este trabajo de memoria se utilizarán en mayor medida los reportes: “ess_total_capacity_build”, “ess_total_power_capacity_build”, “generator_generation_h”, “line_total_capacity_build”, “line_load_level_h”, “busbar_lmp_h” y “operation_cost_y”.

5.1.4. Parametrización del caso de estudio

En esta sección se mostrarán los costos de diferentes variables que son parte relevante del cálculo.

5.1.4.a. Costos de transformadores

En la base de datos de Flex-Tran, se consideran todos los transformadores con un mismo valor, independiente de la capacidad y ubicación. Es por esto que, como recomendación de los desarrolladores, se utilizó el mismo valor para el transformador que se propone en la conexión de la subestación Parinas 220 [kV] con Parinas 500 [kV] con una potencia de 5.000 [MW] teniendo un valor de 28,187 [MUSD]. Este transformador se diseñó con esta capacidad (irreal) con el fin de simplificar el cálculo y que el centro de la optimización estuviera en la distribución de las líneas a construir más que en si valía la pena, o no, conectar estas centrales, ya que se asume que siempre será óptimo hacerlo.

Ahora, este valor es comparable a precios encontrados en estudios de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional [3]. En este, se muestra que, por ejemplo, un transformador con razón 220 [kV] a 500 [kV] de 250 [MVA] tiene un valor de 2.078.050 [MUSD]. Es por esto que el precio mencionado anteriormente es una aproximación razonable.

5.1.4.b. Costos combustibles

Las unidades de generación que utilizan combustibles tienen los valores presentados en el Cuadro 5.2 para cada tecnología. Esta información se sacó de la base de datos de Flex-Tran.

Tecnología	Precio promedio	Unidad
Biomasa	154,63	USD/Ton
Carbón	89,51	USD/Ton
Cogeneración	307,83	USD/dam ³
Diésel	645,48	USD/Ton
Fuel Oil	564,23	USD/Ton
GNL	315,27	USD/dam ³

Tabla 5.2: Costos promedio de combustibles según tecnología presentes en Flex-Tran.

5.1.4.c. Costos almacenamiento

Como se comentó anteriormente, el almacenamiento, más puntualmente las baterías de ión-litio, tienen una evolución en sus costos a través de los años que se puede ver en la Sección 2.3.2.

En esta memoria, se propondrán tres alternativas de baterías en cada una de las barras existentes, todas con la misma capacidad de potencia y con distintas energías, siendo 100 [MW] para todas las baterías y 100, 200 o 400 [MWh] para energía, todas estas con su respectivo costo como se ve en el Cuadro 5.3.

Potencia [MW]	Energía [MWh]	Costo inversión [USD/kWh]	Costo total [MUSD]
100	100	219,5	21,95
100	200	201,5	40,3
100	400	181,5	72,6

Tabla 5.3: Precios de baterías en la base de datos de Flex-Tran.

Cabe recalcar que el costo total mostrado en el Cuadro 5.3 incluye el valor de inversión más el COMA durante los años de funcionamiento de las baterías, que en este caso es de 25 años, el cual tiene un valor del 1 % del costo de inversión.

5.2. Integración de alternativas

En esta sección se mostrará como se integran las alternativas recién mencionadas al software Flex-Tran, además de mencionar sus limitaciones, las cuales servirán para un posterior análisis y comprensión de los resultados obtenidos.

Para agregar cada alternativa y evaluarlas por separado, primero se seleccionaron las configuraciones con las que se determinarían todos los casos.

Primero, se determinó los parámetros del Excel *case_study*, en donde se definió que los años de simulación serían entre el 2024 y 2032, ya que así se vería como está el sistema previo, durante y posterior al ingreso de las centrales a estudiar. Junto con esto, se escogió una hidrología que comenzara el año 2011 con el método fix para así tener datos cercanos a la actualidad, aunque reconociendo que no son exactamente los mismos, por lo menos tendrán un comportamiento similar.

Otros parámetros relevantes para la configuración del *case_study* son el *Solver_Gap* y el *Optimization_Gap*, los cuales tomaron un valor de 0,01 ya que son los valores típicos al hacer los estudios de expansión de la transmisión. También, se usó el método de optimización de generación de columnas, usando el solver Gurobi [17] y el tipo de expansión Tnep con computos en paralelo.

Para terminar con la configuración del *case_study*, los parámetros como *RES_curtailment_cost*, *aggregate_res*, *UC*, *RES_reserves_cost*, *Max_time*, *uninodal*, *transportation_model*, *hybrid_dc_model* y *solve_operation_only* son todos iguales a cero. Otros

como la tasa de descuento y de interés, ambos son iguales a 0,1. La potencia base es 100 [MVA]. Por último, los factores como *verify_data_coherency*, *add_missing_dumping*, *frecuency_constraints_id*, *RES_reserves_contribution*, *considers_Rocof*, *RES_Rocof_contribution*, *batteries_Rocof_contribution*, *Solver_Pool_Solutions*, *Solve_relaxed* y *dispatchable_gen_with_storage* toman un valor de 1. Cabe recalcar que la mayoría de estos valores se dejaron con la configuración recomendada por los desarrolladores.

Para la hoja **cluster**, se escogió una muestra de datos de dos días representativos por año para así tener un mayor detalle en el resultado, los cuales tendrían una alta penetración ERNC en igual peso de solar y eólica, esto implica que no se tendrá preferencias de una tecnología por sobre otra. Dentro de esto, también se ajustó la pestaña *Advanced_Options_Id* con la siguiente configuración:

<i>options_id</i>	name	unit	value
1	<i>force_peak_demand</i>	boolean	1
1	<i>adjust_yearly_demand</i>	boolean	1
1	<i>maximum_yearly_demand_deviation</i>	percentage	0,5
1	<i>adjust_to_yearly_targets</i>	boolean	0

Tabla 5.4: Configuración del cluster para todos los casos

Por otra parte, los archivos de Excel con mayores modificaciones fueron el **expansion_model** y **scenarios** ya que a estos hubo que agregarles las nuevas centrales, barras, líneas propuestas, perfiles de generación y almacenamiento.

Para el archivo **expansion_model** se modificó, específicamente, la hoja *buses* agregando diecisiete nuevas barras, donde dieciseis están asociadas a las centrales que se agregarán más una asociada a la barra Parinas pero en tensión de 220[kV]. Luego, se modificó la hoja *lines*, en donde a esta se le agregó las líneas que se propone agregar dependiendo de la alternativa que se esté evaluando, más un transformador que conecta la barra Parinas 220 [kV] con Parinas 500 [kV]. Además de esto, para todas las alternativas se fijó el tiempo que toma construir líneas en ocho años ya que se tuvo un criterio conservador, con la opción de agregar un circuito más en caso de que algún tramo necesitara expandirse. Esto solo se modificó cuando se le dio al software la libertad de que este propusiera la conexión óptima para las líneas en el polo de desarrollo y expansiones en el SEN, en donde se disminuyó de ocho a siete años el tiempo de construcción de líneas, además de darle una expansión máxima de 2 circuitos a cada tramo. Cabe recalcar que no se pudo realizar una disminución en los años de construcción de líneas debido a limitaciones del software, las cuales se profundizarán en la Sección 5.2.1. Por último, se modificó la hoja *Storages*, en donde se agregaron tres opciones de baterías de distinta capacidad y precio en las nuevas barras, los cuales toman un tiempo de tres años en poder ser implementados según lo mostrado en [12].

Ahora, para la hoja **scenarios** el cambio fue agregar las nuevas dieciséis centrales con su potencia a través de los años en la hoja *CapacityEvolution*, lo cual se usó en todas las alternativas de igual forma.

Por último, los archivos *inflow*, *simple_inflow*, *simple_time_series* y *time_*

series, que son los que contienen los perfiles de generación por central en horas por todo un año, hidrologías y porcentaje de generación horarias, no fueron modificados.

5.2.1. Limitaciones

Para tener una mejor comprensión de los resultados que se obtendrán de la simulación con este software, hay que tener noción de las limitaciones, restricciones y los alcances que tiene el programa Flex-Tran.

Primero, como se comentó en el Capítulo 2, este software tiene como datos de entrada los escenarios de la PELP 2020 y el informe PET 2021, por lo que está con información desactualizada respecto a proyectos que entrarán en operación, además de los cambios que ha tenido el proceso de descarbonización, nuevas líneas para expandir el sistema, proyectos con almacenamiento, entre otros. Por lo que su primera limitación es que no está actualizado hasta el día de hoy y el proceso de hacerlo no está en los alcances de esta memoria.

Otro elemento sobre el que se tiene un menor control es en la elección del día representativo, ya que si bien se sabe que el software usa el método “Input based clustering”, no era un objetivo de esta memoria profundizar en el porqué de la elección de los días escogidos. Aun así, según lo propuesto por el software, en esta memoria se utilizó dos días representativos, uno en invierno y otro en verano, con igual peso en la simulación.

Por otra parte, este software es determinístico y trabaja con una resolución con el método de corriente continua, por lo que esto simplifica el problema y da una respuesta razonablemente precisa, sobretudo al momento de representar congestiones en líneas muy cargadas, ya que la influencia de la potencia reactiva es mínima al momento de tener sobrecargas por potencia activa. Además, este método da una solución única y confiable, ya que la formulación es relativamente simple en comparación a los flujos de corriente alterna, esto porque aquí no se considera la potencia reactiva, lo cual disminuye el tamaño de variables a encontrar. Es por esto que, si bien este método sirve para tener un resultado único, su precisión podría aumentar si se agregarán variables complejas pero considerando que no es parte de los objetivos de esta memoria modificar la herramienta Flex-Tran, se trabajará con la herramienta como está pero teniendo en cuenta estas limitaciones al momento de analizar los resultados. Además, no todos los datos se poseen con exactitud o no son recientes, por lo que se deben estimar o suponer, lo cual disminuye la precisión de los resultados que se obtienen.

Por último, al ser un programa complejo y que necesita servidores grandes para realizar sus cálculos, la representatividad de los casos se ve sujeta a la capacidad de cómputo de quién lo usa, por lo que si no se tiene acceso a un servidor o estos están demasiado usados, debe optarse por reducir el modelo o disminuir los días representativos que se usen, lo cual provoca una menor variedad en la muestra y, con esto, un resultado menos preciso si se compara con una mayor elección de días o periodos representativos. Además, si se aumentan la cantidad de líneas posibles a expandir o se disminuyen los años en que se construye una línea, el software no converge en el número de iteraciones recomendadas, por lo que el modelo debe simplificarse para así evitar extender excesivamente los tiempos de cómputo.

Capítulo 6

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de simular todas las alternativas propuestas en el software Flex-Tran, mostrando el impacto que tiene cada opción en los costos del sistema y en la entrada de proyectos como almacenamiento o ampliación de circuitos. Dentro de los resultados se mostrarán también las soluciones que entrega el software cuando están todas las alternativas de líneas disponibles, como se muestra en la Figura 4.1.

Cabe recordar que todos los almacenamientos propuestos tienen una misma potencia de 100 [MW], por lo que los resultados de baterías que arroje el software solo tendrán el valor de energía en [MWh].

Por último, otro factor importante a tener en cuenta al momento de ver los resultados, es que en la imagen que muestre el polo de desarrollo Parinas todas las líneas y almacenamiento que ahí aparezcan serán nuevos. En cambio, en la imagen que muestre al SEN, solo las líneas y elementos que estén encerrados en rojo serán los nuevos.

6.1. Caso base

En primera instancia, se verá el comportamiento del sistema sin la integración del polo de desarrollo, teniendo los siguientes resultados:

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1378,0	1217,4	1209,4	1035,8	1173,6	1193,7	944,4	912,6	827,0
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	19,46	23,23
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	8,41	15,53	26,29	31,17	29,79	32,61
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo O&M [MMUSD]	4,53E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1378,0	1217,4	1209,4	1035,8	1173,6	1193,7	944,4	912,6	827,0
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.1: Costos del sistema en millones de dólares para el caso base.

6.2. Alternativa 1

A continuación se presentan los resultados de la alternativa 1.

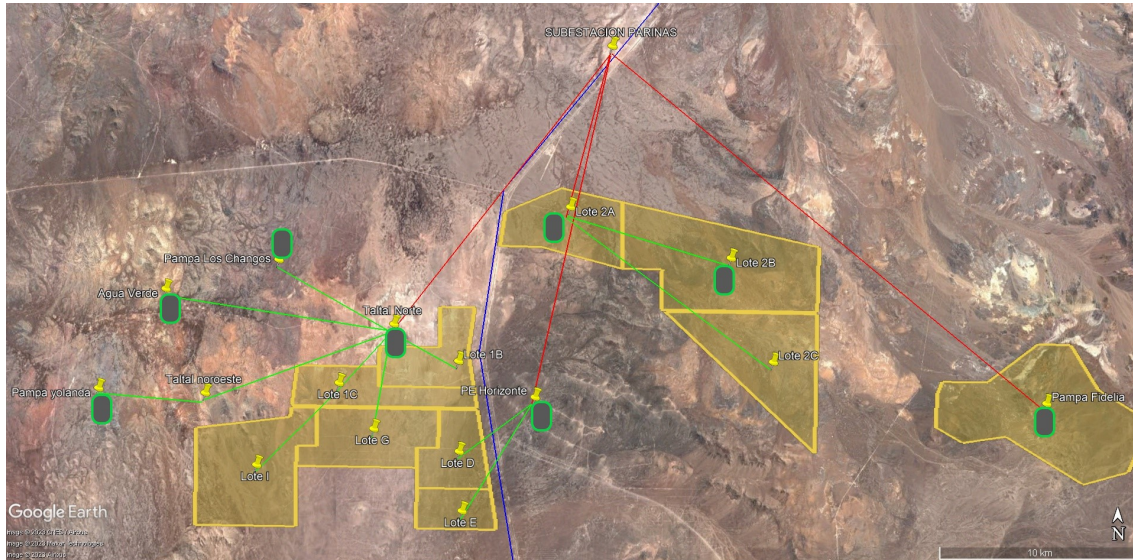


Figura 6.1: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 1.

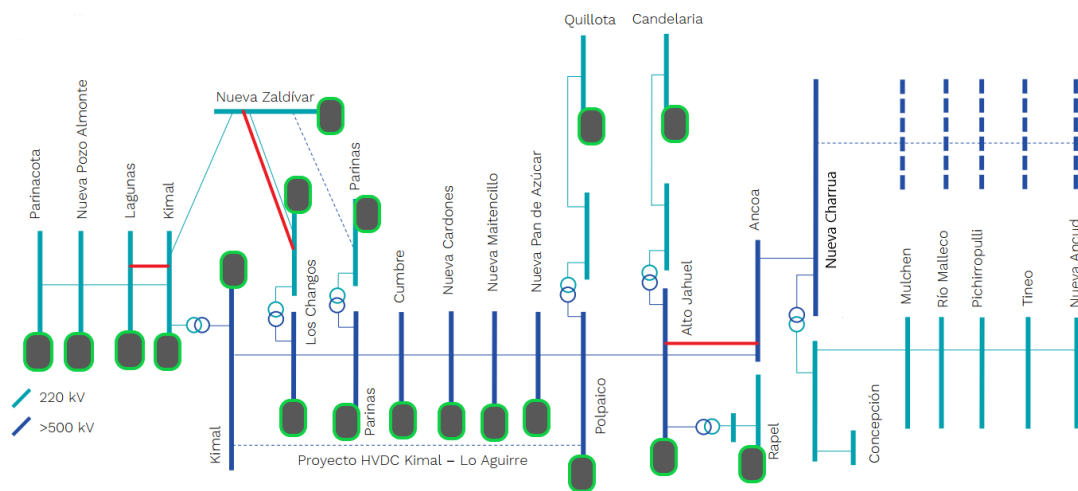


Figura 6.2: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 1.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	793,1	536,4	622,8	127,2
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	15,51
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	22,99	34,54	56,54	58,37	60,60
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0
Costo O&M [MMUSD]	4,53E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	793,1	536,4	622,8	127,2
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0

Tabla 6.2: Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Lagunas 220	2027	400
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Parinacota 220	2027	400
Polpaico 500	2028	200
Rapel 220	2029	200
Agua Verde 220	2029	200
Cumbre 500	2029	200
Kimal 220	2029	200
Nueva Maitencillo 500	2029	200
Nueva Pan de azucar 500	2029	100
Lagunas 220	2030	100
Kimal 500	2030	200
Los Changos 220	2030	100
Los Changos 500	2030	100

Tabla 6.3: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 1, parte 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Nueva Zaldivar 220	2030	200
Quillota 220	2030	200
Alto Jahuel 500	2030	400
Candelaria 220	2030	200
Parinas 220	2030	200
Parinas 500	2030	200
Pampa Fidelia 220	2031	400
Pampa los Changos 220	2031	100
Pampa Yolanda 220	2031	100
Taltal 2A	2031	100
Los Changos 220	2032	100
PE Horizonte 220	2032	200
Nueva Cardones 220	2032	100
Taltal 2B	2032	200
Taltal Norte	2032	100

Tabla 6.4: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 1, parte 2.

Línea	Año	Capacidad [MW]
Alto Jahuel-Ancoa 500 (2)	2032	1382,5
Lagunas - Kimal 220 (2)	2032	316
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525

Tabla 6.5: Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 1.

6.3. Alternativa 2

A continuación se presentan los resultados de la alternativa 2.

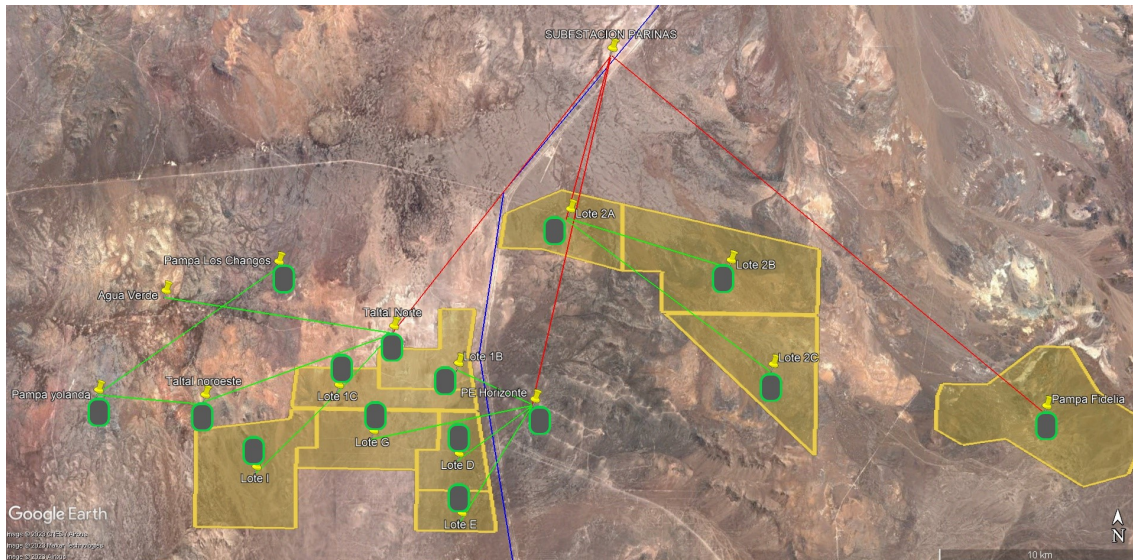


Figura 6.3: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 2.

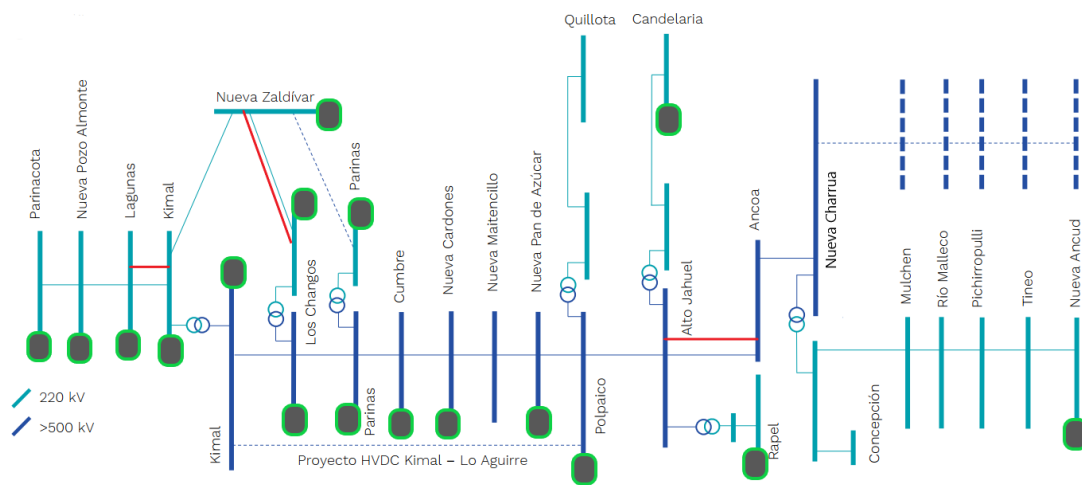


Figura 6.4: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 2.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	787,1	528,8	614,8	120,0
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	15,15
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	23,27	29,81	58,87	61,56	62,09
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0
Costo O&M [MMUSD]	4,52E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	787,1	528,8	614,8	120,0
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0

Tabla 6.6: Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 2.

Barra	Año	Capacidad[MWh]
Parinacota 220	2027	400
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Lagunas 220	2027	400
Los Changos 220	2028	200
Nueva Pan de Azucar 500	2028	100
Nueva Zaldivar 220	2028	200
Parinas 220	2028	200
Pampa los Changos 220	2028	200
Pampa Yolanda 220	2028	200
Cumbre 500	2029	400
Kimal 220	2029	200
Kimal 500	2029	200
Los Changos 500	2029	100
Nueva Cardones 500	2029	400
Candelaria 220	2029	100
Pampa Fidelia 220	2029	200

Tabla 6.7: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 2, parte 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Parinas 500	2030	200
PE Horizonte 220	2030	100
Polpaico 500	2030	200
Rapel 220	2030	200
Nueva Ancud 220	2030	100
Taltal 1C 220	2030	200
Taltal 1E 220	2030	100
Taltal 1G 220	2030	100
Taltal 1I 220	2030	200
Taltal 2A 220	2030	200
Taltal 2C 220	2030	100
Taltal Noroeste 220	2030	200
Taltal Norte 220	2030	200
Taltal 1B 220	2031	100
Taltal 1D 220	2031	100
Taltal 2B 220	2032	100

Tabla 6.8: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 2, parte 2.

Línea	Año	Capacidad [MW]
Alto Jahuel-Ancoa 500 (2)	2032	1382,5
Lagunas - Kimal 220 (2)	2032	316
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525

Tabla 6.9: Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 2.

6.4. Alternativa 3

A continuación se presentan los resultados de la alternativa 3.

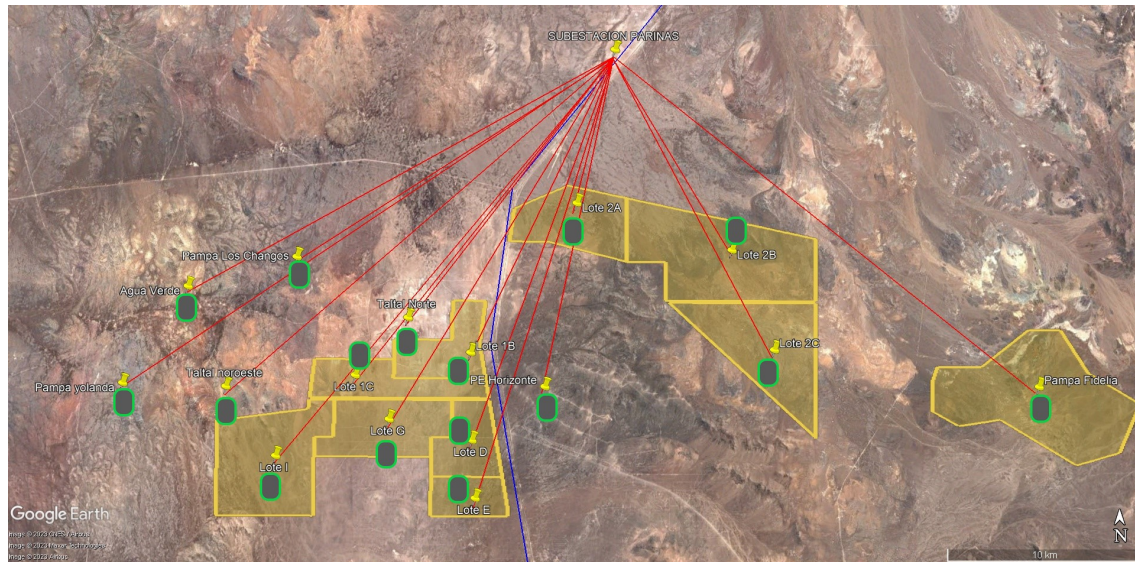


Figura 6.5: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 3.

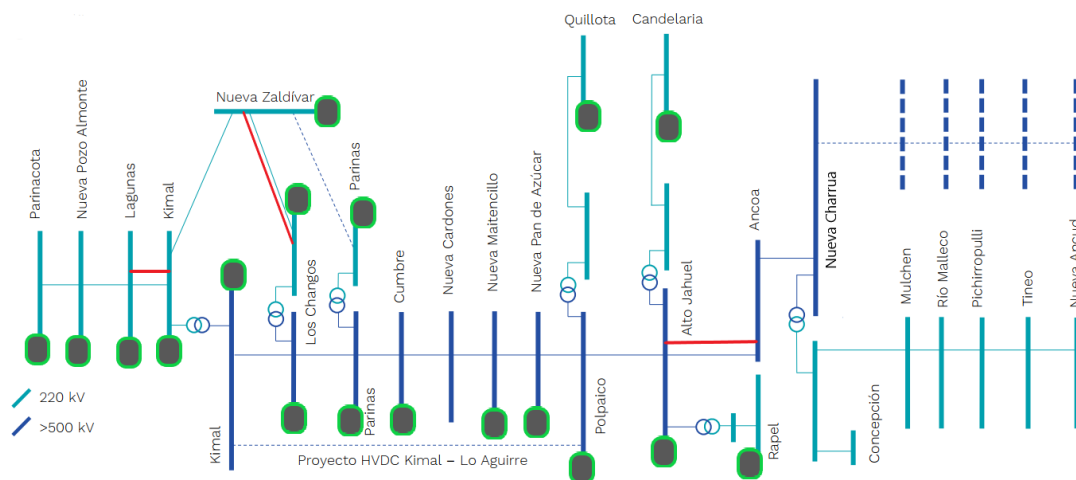


Figura 6.6: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 3.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	809,7	580,3	693,5	786,3	536,4	622,8	127,2
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	15,81
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	22,77	22,77	55,46	59,60	63,34
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0
Costo O&M [MMUSD]	4,52E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	809,7	580,3	693,5	786,3	536,4	622,8	127,2
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0

Tabla 6.10: Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 3.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Lagunas 220	2027	400 + 100
Parinacota 220	2028	400 + 100
Kimal 220	2030	100
Kimal 500	2030	200
Los Changos 220	2030	100
Los Changos 500	2030	200
Nueva Maitencillo 500	2030	200
Nueva Zaldivar 220	2030	200
Cumbre 500	2030	200
Pampa Fidelia 220	2030	200
Pampa los Changos 220	2030	100
Pampa Yolanda 220	2030	100
Parinas 220	2030	100
Parinas 500	2030	200
PE Horizonte	2030	200
Polpaico 500	2030	100

Tabla 6.11: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 3, parte 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Quillota 220	2030	200
Rapel 220	2030	200
Taltal 1B 220	2030	100
Taltal 1D 220	2030	100
Taltal 1E 220	2030	200
Taltal 1G 220	2030	100
Taltal 1I 220	2030	200
Taltal 2A 220	2030	100
Taltal 2C 220	2030	200
Taltal Norte 220	2030	100
Agua Verde 220	2030	100
Alto Jahuel 500	2030	100
Candelaria 220	2031	200
Taltal Noroeste 220	2031	100
Nueva Pan de Azucar 500	2031	100
Taltal 1C 220	2032	200
Taltal 2B 220	2032	100

Tabla 6.12: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 3, parte 2.

Línea	Año	Capacidad [MW]
Alto Jahuel-Ancoa 500 (2)	2032	1382,5
Lagunas - Kimal 220 (2)	2032	316
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525

Tabla 6.13: Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 3.

6.5. Alternativa 4

A continuación se presentan los resultados de la alternativa 4.

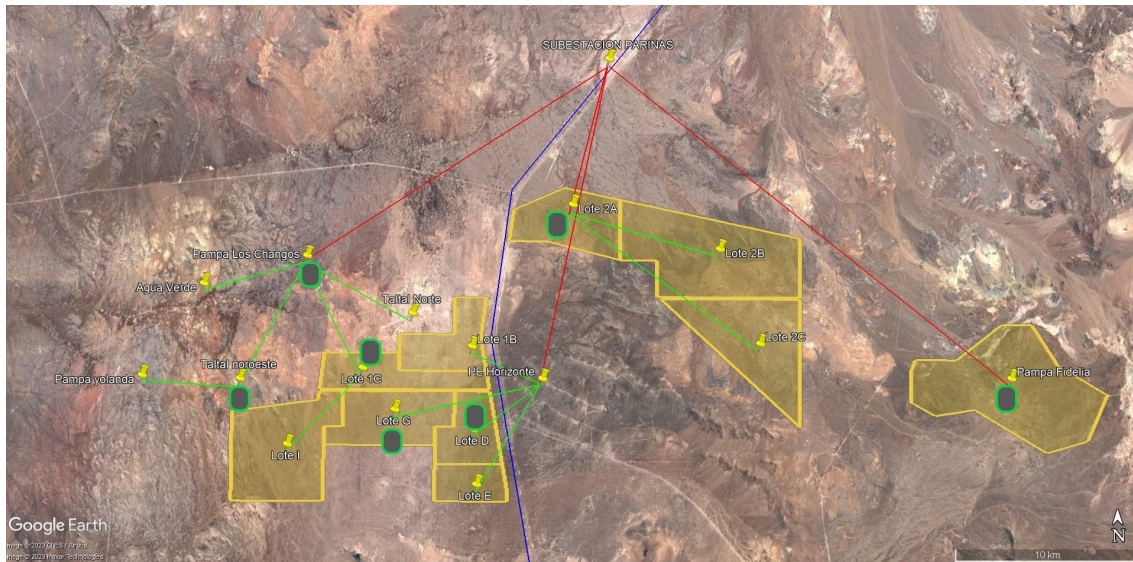


Figura 6.7: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 4.

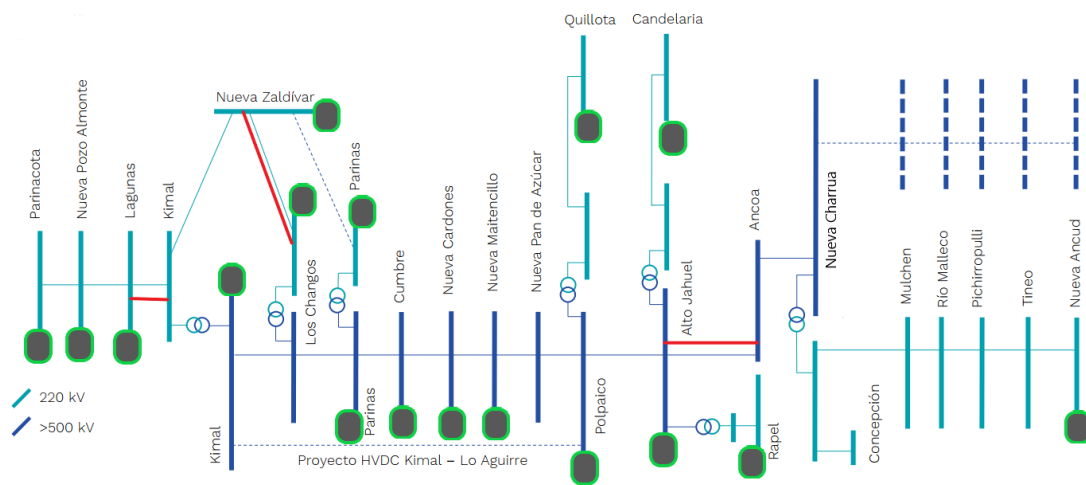


Figura 6.8: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 4.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	793,6	492,0	583,6	102,2
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	15,75
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	22,60	22,60	58,86	65,95	68,34
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0
Costo O&M [MMUSD]	4,52E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	793,6	492,0	570,4	102,2
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0

Tabla 6.14: Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 4.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Lagunas 220	2027	400 + 100
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Parinacota 220	2028	400
Taltal 1C 220	2030	100
Taltal 1D 220	2030	100
Taltal 1G 220	2030	400
Taltal 2A 220	2030	100
Taltal Noroeste 220	2030	400
Parinas 220	2030	100
Parinas 500	2030	400
Polpaico 500	2030	400
Quillota 220	2030	100

Tabla 6.15: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 4, parte 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Los Changos 220	2030	100
Kimal 500	2030	200
Nueva Cardones 500	2030	100
Nueva Maitencillo 500	2030	100
Pampa Fidelia 220	2030	200
Pampa los Changos 220	2030	400
Alto Jahuel 500	2030	400
Candelaria 220	2030	400
Nueva Ancud 220	2031	100
Nueva Zaldivar 220	2031	200
Cumbre 500	2031	100
Rapel 220	2032	200

Tabla 6.16: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 4, parte 2.

Línea	Año	Capacidad [MW]
Alto Jahuel-Ancoa 500 (2)	2032	1382,5
Lagunas - Kimal 220 (2)	2032	316
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525

Tabla 6.17: Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 4.

6.6. Alternativa 5

A continuación se presentan los resultados de la alternativa 5.

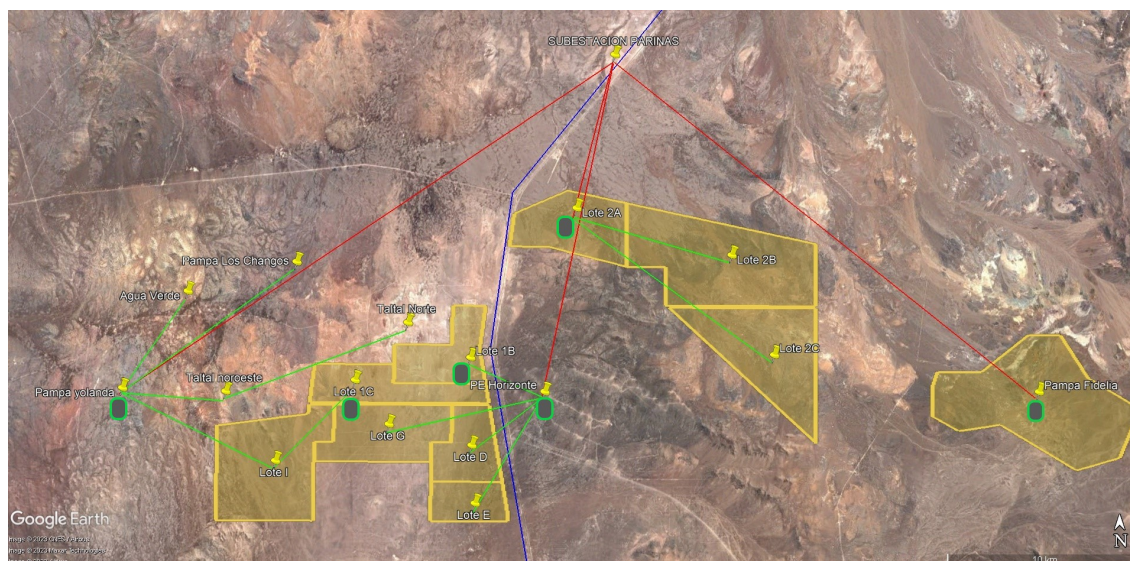


Figura 6.9: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos para la alternativa 5.

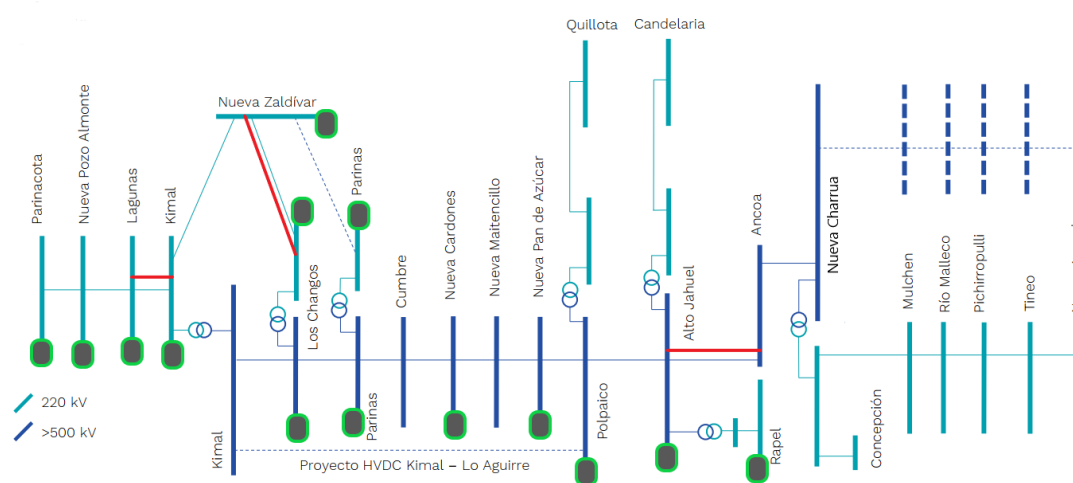


Figura 6.10: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto para la alternativa 5.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	787,1	528,8	614,8	123,6
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	15,66
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	23,41	31,63	57,09	62,80	64,56
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0
Costo O&M [MMUSD]	4,52E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	818,0	580,3	693,5	787,1	528,8	614,8	123,6
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	13,24	0

Tabla 6.18: Costos del sistema en millones de dólares para la alternativa 5.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Parinacota 220	2027	400
Lagunas 220	2028	400
Taltal 1C 220	2029	100
Pampa Fidelia 220	2029	400
Taltal 2A 220	2030	100
Kimal 220	2030	200
Nueva Pan de Azucar 500	2030	100
Los Changos 220	2030	200
Los Changos 500	2030	200
Pampa Yolanda 220	2030	100
Nueva Zaldivar 220	2030	200
Parinas 220	2030	100
Parinas 500	2030	200
PE Horizonte 220	2030	200
Polpaico 500	2031	100
Rapel 220	2031	200
Taltal 1B 220	2031	200
Alto Jahuel 500	2032	100
Nueva Cardones 500	2032	100

Tabla 6.19: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad para la alternativa 5.

Línea	Año	Capacidad [MW]
Alto Jahuel-Ancoa 500 (2)	2032	1382,5
Lagunas - Kimal 220 (2)	2032	316
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525

Tabla 6.20: Circuitos a incorporar según año y capacidad para la alternativa 5.

6.7. Resultados con propuesta Flex-Tran

A continuación se presentan los resultados entregados por el software Flex-Tran cuando se le ponen disponibles todas las líneas vistas en la Figura 4.1 sin darle un esquema de conexión previamente definido, con el objetivo de que arroje la alternativa que, según su programación, sea la óptima con todas las opciones que tiene disponible.

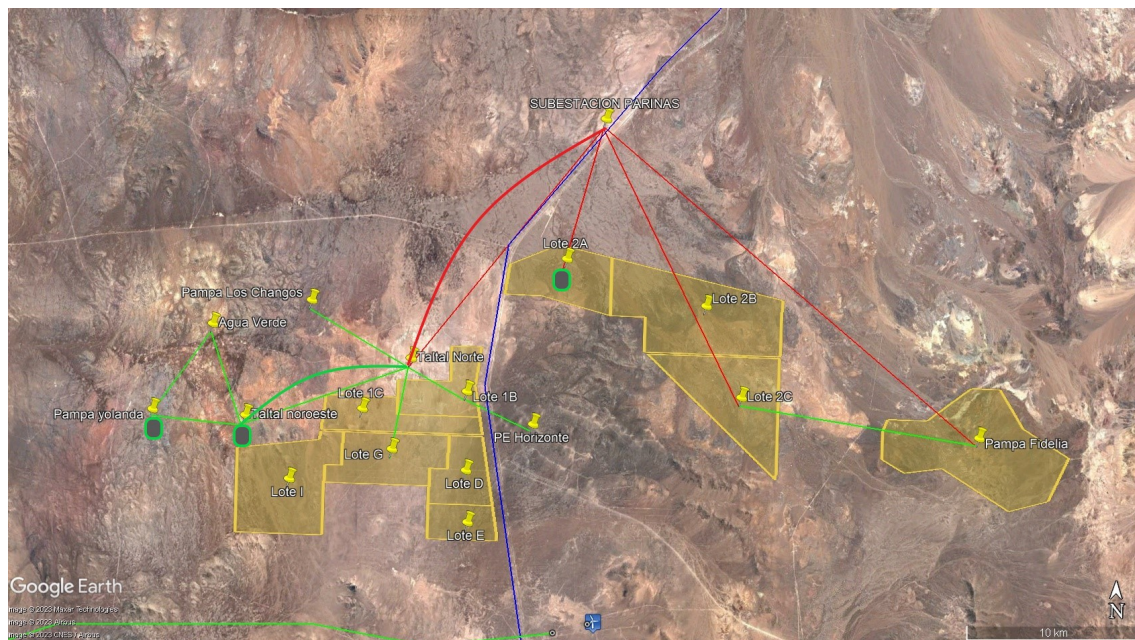


Figura 6.11: Polo de desarrollo Parinas con almacenamiento y expansión de líneas propuestos.

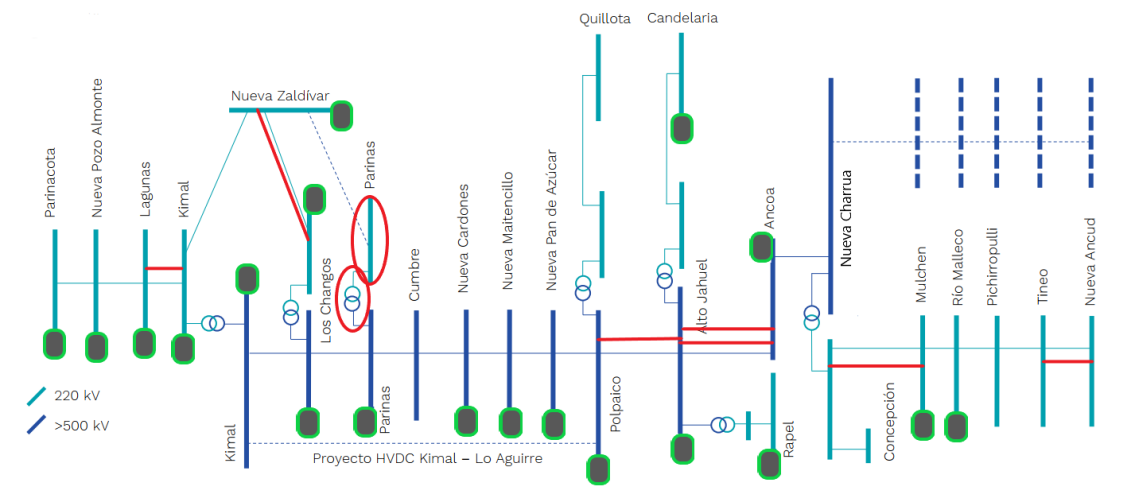


Figura 6.12: SEN con almacenamiento y expansión de líneas propuesto.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Costo operacional [MMUSD]	1370,8	1209,4	972,9	671,1	786,6	935,2	593,1	461,6	86,85
Costo inv circuitos [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	28,98	46,37
Costo inv almacenamiento [MMUSD]	0	0	0	16,82	22,56	30,96	36,76	41,74	46,94
Costo perdida de carga [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo O&M [MMUSD]	4,53E-4	4,11E-4	3,74E-4	3,40E-4	3,09E-4	2,81E-4	2,55E-4	2,32E-4	2,11E-4
Costo Generación [MMUSD]	1370,8	1209,4	972,9	671,1	786,6	935,2	593,1	461,6	86,85
Total costo penalización [MMUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.21: Costos del sistema en millones de dólares

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Nueva Pozo Almonte 220	2027	400
Lagunas 220	2027	400
Parinacota 220	2027	400+100
Kimal 500	2028	200
Candelaria 220	2028	400
Polpaico 500	2028	200
Rapel 220	2028	400
Kimal 220	2029	400
Los Changos 220	2029	200
Parinas 500	2029	200
Nueva Cardones 500	2029	100

Tabla 6.22: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad, para la creación de líneas en 7 años, parte 1.

Barra	Año	Capacidad [MWh]
Nueva Zaldivar 220	2029	400
Nueva Maitencillo 500	2029	200
Nueva Pan de Azucar 500	2030	100
Alto Jahuel 500	2030	100
Los Changos 500	2030	200
Mulchen 500	2031	100
Ancoa 500	2031	200
Pampa Yolanda 220	2031	100
Rio Malleco 500	2031	100
Taltal 2A 220	2032	200
Tatal Noroeste 220	2032	100

Tabla 6.23: Almacenamiento a incorporar según año, barra y capacidad, para la creación de líneas en 7 años, parte 2.

Transformador	Año	Capacidad [MW]
Parinas 220 - 500 [kV]	2031	5000

Tabla 6.24: Transformadores a incorporar.

Línea	Año	Capacidad [MW]
13-0	2031	600
15-0	2031	600
15-16	2031	600
16-0	2031	600
1-2	2031	600
1-4	2031	600
2-4	2031	600
3-7	2031	600
4-7	2031	600
4-7 (2)	2031	600
7-0	2031	600
7-0 (2)	2031	600
7-0 (3)	2031	600
7-8	2031	600
7-9	2031	600
9-12	2031	600
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	2031	1382,5
Lagunas - Kimal 220	2031	316
Tineo - Nueva Ancud 220 (2)	2031	102
Alto Jahuel - Ancoa 500 (3)	2032	1382,5
Los Changos - Nueva Zaldivar 220 (2)	2032	525
Nueva Charrua- Mulchen 220 (2)	2032	880
Polpaico - Alto Jahuel 500 (2)	2032	1880

Tabla 6.25: Circuitos a incorporar en 2031 y 2032.

Finalmente, se presenta una tabla resumen con el valor de cada alternativa y el costo operacional del sistema en el Cuadro 6.26.

Alternativa	Costo de inversión [MMUSD]	Costo operacional final [MMUSD]	Δ Costos [MMUSD]
Caso base	55,84	827,0	551
1	76,11	127,2	1.243,6
2	77,24	120,0	1.250,8
3	79,15	127,2	1.243,6
4	84,09	102,2	1.268,6
5	80,22	123,6	1.247,2
Propuesta Flex-Tran	93,31	86,85	1.284,0

Tabla 6.26: Tabla resumen con costos de inversión y operacionales de cada alternativa.

Capítulo 7

Análisis

Para analizar los resultados obtenidos con cada alternativa propuesta, primero estos deben haberse validado y asegurarse que tienen coherencia tanto cualitativa como cuantitativamente, lo cual se muestra en detalle en el anexo Apéndice A.2. Teniendo ya la certeza de que los resultados son confiables, se pueden analizar las soluciones propuestas y los costos asociados a cada una.

Primero que todo, se puede observar que los costos operacionales finales entre las cinco alternativas propuestas es similar, siendo la cuarta de estas la con un menor costo operacional final y, a la vez, con mayor costo de inversión asociado. Dentro de esto, la alternativa planteada por Flex-Tran tiene un costo operacional final aun menor con mayor valor de la anualidad en inversión de líneas y almacenamiento, lo cual muestra la relación inversamente proporcional entre las variables costos e inversión.

Ahora, si se compara el costo de cada alternativa solo con las líneas de transmisión propuestas en el polo Parinas, se observa que la alternativa 3 representa casi el doble del costo de inversión que el resto de estas pero este costo no se aprecia al momento de ver la tabla resumen (Cuadro 6.26), ya que el costo de inversión allí mostrado es el valor de la anualidad del valor de inversión de todos los proyectos acumulados hasta el último año que se simula (2032). Es por esto que, si bien el centro de esta memoria en un comienzo fue plantear alternativas para ver si el ingreso de polos de desarrollo con distintas distribuciones de conexión generaban resultados con diferencias significativas en los costos de inversión para este polo y para los costos de energía en el SEN, en el momento de desarrollarla se notó la necesidad de plantear, al mismo tiempo, soluciones que logran evacuar de forma efectiva la energía generada en este polo de desarrollo, por lo que la aparición de otros proyectos gracias al software Flex-Tran hace notar que el ingreso de estas zonas con un alto potencial energético necesitan una planificación no solo para satisfacer la demanda, sino que también evaluando congestiones y necesidades propias del SEN, tanto dentro como fuera de este.

Por otra parte, se puede observar que las obras propuestas por el software tanto de líneas de transmisión como almacenamiento son similares en zonas de alta congestión, como la línea Alto Jahuel - Ancoa, Lagunas - Kimal, Tineo - Nueva Ancud y Pichirropulli - Tineo. Dependiendo de cada alternativa se arrojan distintas soluciones para estas zonas, pero siempre están con alta congestión a pesar de los proyectos que se ingresen, por lo que

las alternativas antes planteadas podrían haber tenido de por sí alguna solución a estas zonas con problemas para que así el software se centrara en proponer soluciones en otros sectores y, así, hacer más liviano el cómputo.

Otro factor importante a notar en los resultados vistos, es que las cinco alternativas propuestas tienen un costo por pérdida de carga en el año 2031, con un valor de 13,24 [MMUSD], lo cual es preocupante al momento de presentar resultados, ya que se esperaría que toda la demanda del SEN en todo momento esté satisfecha. Este resultado puede provocar un cuestionamiento en los resultados, pero al momento de ver lo obtenido con la solución propuesta con el software, en donde no se presenta este valor por pérdida de carga, hace pensar que hubo algún error al momento de plantear o integrar estas alternativas al software, problema que se solucionó cuando Flex-Tran propuso la respuesta.

También, es importante notar que en todas las alternativas propuestas, el resultado muestra que es necesario agregar almacenamiento en la mayor parte del SEN, sobretodo desde la barra Alto Jahuel hacia el norte, reflejando la amplia cantidad de proyectos ERNC que se están ubicando en la zona norte del país y, junto con esto, la necesidad de poder almacenar esta energía y poder ser transmitida hacia la zona centro y sur del país.

Si se observa la solución entregada por Flex-Tran con líneas demorando 7 años en construirse, esta es más estratégica en términos de que a diferencia de las planteadas, esta propone una conexión con menos almacenamiento y líneas dentro del polo de desarrollo, dejando incluso centrales fuera de la integración al SEN (por lo menos hasta el año de simulación). Esto implica que para el sistema es más barato no conectar todas las centrales generadoras que conectar todas e invertir más en almacenamiento y/o transmisión. Esto puede darse por haber configurado al vertimiento con costo cero, lo que sucede debido a que este es el costo desde el punto de vista del planificador central.

Ahora, si se observan los resultados del caso base, se puede ver que el costo operacional a través de los años va disminuyendo pero a una velocidad más lenta que en comparación a las diferentes alternativas. También, se ve un menor nivel de inversión tanto en circuitos como en almacenamiento, lo cual indica que la entrada del polo de desarrollo genera un impacto tanto en la inversión necesaria como en los beneficios que trae, ya que por ejemplo, la diferencia entre el costo más alto y el más bajo para el caso base es de 551 [MMUSD] y para todas las alternativas redondea los 1.250 [MMUSD], lo cual es más del doble de reducción en costos de operación del sistema, por lo que queda en evidencia la relevancia que tienen estas zonas en el SEN.

Como análisis general y final, se observa que la mejor alternativa planteada es la 4, ya que si bien tiene el valor de anualidad de inversión más grande, también tiene la diferencia de costos menor de las cinco alternativas, por lo que es la con mejor resultado económico. Aun así, si se tiene que escoger alguna alternativa, la propuesta de Flex-Tran es mejor, ya que si bien aumenta la inversión y disminuye aun más los costos operacionales, también disminuye las congestiones presentes en el sistema como se puede ver en el Apéndice A.3. En este se ve que el aumento en la construcción de líneas genera una descongestión de zonas críticas lo cual aporta seguridad y eficiencia al sistema, por lo que la alternativa propuesta por el software utilizado se toma como la mejor.

Capítulo 8

Conclusiones

Este trabajo tiene como aporte el proponer una solución a la integración del polo de desarrollo denominado Parinas, debido a la subestación del mismo nombre a la cual se conectarán todos los proyectos de generación de energía que se estudiaron. Para esto, se propuso una serie de alternativas con la idea de que con la ayuda del software Flex-Tran se escoja la alternativa óptima tanto económica como técnicamente, esto evaluando los costos operacionales, inversión, congestiones, entre otros, durante los años simulados. De las alternativas propuestas, se observa que no hay una mayor diferencia entre todas las planteadas, en donde aquella con mejor resultado fue la alternativa 4.

Luego, se dejó que el software propusiera el esquema de conexión que estimara conveniente para ver si la solución propuesta tiene alguna cercanía con las planteadas en un comienzo y, si es mejor, escogerla por sobre las inicialmente planteadas. De esto, se obtuvo que la mejor solución es la que propone Flex-Tran, ya que no solo considera una conexión eficiente entre las centrales del polo de desarrollo, sino que también propone reforzar diferentes zonas del SEN que tienen o tendrán congestiones en un futuro, ya sea agregando almacenamiento o nuevos circuitos.

Al caracterizar la zona de trabajo se observó el potencial ERNC tanto eólico como solar, el cual tiene una serie de lotes adjudicados y con varios sin licitar, por lo que debe tenerse en cuenta esta zona geográfica como una que a futuro puede llegar a inyectar casi la mitad de la energía que actualmente el SEN consume.

Las alternativas de transmisión que se consideraron fueron más que nada basadas en líneas y almacenamiento asociado a generación y transmisión. Ahora, debido a la regulación que tiene el almacenamiento, estos también podrían cumplir otras funciones como apoyar en servicios complementarios.

Al observar la factibilidad de las alternativas que se propuso, se pensó en la capacidad de conectar todas las centrales y en si la energía podría ser evacuada desde la subestación Parinas al SEN, sin considerar en mayor grado las diversas congestiones o problemas que ya se poseen, ya que se consideró que el software al arrojar las soluciones factibles y los costos, también diera solución a los problemas que surgieran fuera del polo. Por lo que, como consideración para un futuro trabajo de integración de un polo de desarrollo cualquiera, se debe tener en cuenta y proponer en algún grado una solución para el resto

del sistema, de tal forma que no solo se vea la posibilidad de conectar las centrales entre sí a un menor costo, sino que también vea la capacidad del sistema de que esta energía efectivamente llegue al resto del país y que este polo de desarrollo no se vea como un problema más, sino que como una oportunidad de mejorar la calidad del servicio y de disminuir los costos.

Como ya se mencionó, la alternativa propuesta para integrar el polo de desarrollo Parinas al SEN es aquella que propone el software Flex-Tran. Este resultado está limitado por la capacidad de cómputo, los tiempos y simplificaciones que se realizaron, por lo que si se desea una respuesta aun más precisa, se debe aumentar la capacidad de cómputo e ir actualizando los datos constantemente, lo cual no es una tarea menor.

Respecto a los resultados finales, se observa en el Cuadro 6.26 que los resultados de cada alternativa son bastante similares en términos de costos de inversión y operacionales, notando que el menos rentable sería el que considera que cada central tiene su propia línea que se conecta a la subestación, ya que no representa ninguna mejora notoria respecto de los otros.

Finalmente, se puede observar que la entrada de centrales ERNC generará un impacto tanto en los costos de la energía como en la capacidad del mismo sistema de transmitir esta energía, por lo que un ejercicio de planificación como este es sumamente necesario para proyectar el comportamiento del SEN y que refuerzos se le deben realizar para que esta energía sea aprovechada y, finalmente, llegar a tener una matriz energética limpia, segura y sustentable.

8.1. Trabajos futuros

Debido a que el software Flex-Tran sigue en desarrollo, a medida que aumente su capacidad se podría optimizar la integración de los diferentes generadores presentes en una zona de forma más eficiente y considerando incluso más variables que las consideradas en esta memoria, como espacio en las subestaciones, transformadores más detallados, etc.

Bibliografía

- [1] bnamericas. *Los 10 mayores proyectos de almacenamiento energético en preconstrucción en Chile*. Ver en <https://www.bnamericas.com/es/noticias/los-10-mayores-proyectos-de-almacenamiento-energetico-en-preconstruccion-en-chile>.
- [2] Generadoras de Chile. *Sistemas de almacenamiento de energía*. Ver en <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [3] Comisión Nacional de Energía. “Estudio de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, anexo VI Estudio de precios”. En: (2020).
- [4] Comisión Nacional de Energía. “Estudio de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, anexo VI_9 Cálculo del VI”. En: (2023).
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2021- 2041”. En: (Diciembre de 2021), pág. 26.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional. “Propuesta de expansión de la transmisión, proceso de planificación de la transmisión 2021”. En: (Enero de 2021), pág. 518.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. “Propuesta de expansión de la transmisión, proceso de planificación de la transmisión 2022”. En: (Enero de 2022), pág. 120.
- [8] *D.F.L. no. 1, 1982, Ley no. 20.402*. Chile. 1982.
- [9] *Decreto 4 Exento*. Chile. 2019.
- [10] *Decreto N° 62 .Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos.*. Chile. 2006.
- [11] “Electrificación a nivel nacional para 2019”. En: <https://www.enel.com/es/nuestra-compania/historias/articles/2021/12/revoluz100-historia-electricidad-chile> (2019).
- [12] Comisión Nacional de Energía. *Tablas Declaración Construcción Agosto 2023*. Obtenido desde <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/declaracion-en-construccion/>.
- [13] Ministerio de Energía. *Explorador Solar*. Ver en <http://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [14] *Estadística histórica de capacidad instalada por región y tecnología (desde 2015)*. Chile. 2023.
- [15] “Estadísticas del SEN”. En: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/> (2023).
- [16] David Fuchs y Gabriel Prudencio. *Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2020.

-
- [17] Gurobi Optimization. “Gurobi Optimizer Reference Manual”. En: (2020), pág. 969.
 - [18] Iván Rojas Aleman. “Documentación de operación a nivel usuario del programa FlexTran TNEP”. En: (Enero de 2023), págs. 1-31.
 - [19] Iván Rojas Aleman. “Visualización de los archivos de salida del programa FlexTran TNEP”. En: (Enero de 2023), págs. 1-12.
 - [20] *Ley 19940*. Chile. 2004.
 - [21] *Ley 20018*. Chile. 2005.
 - [22] *Ley 21.505*. Chile. 2022.
 - [23] *Ley N.º 20.936*. Chile. 2016.
 - [24] Ministerio de Energía. *Explorador Eólico*. Ver en <https://eolico.minenergia.cl/inicio>.
 - [25] Ministerio de Energía. “Planificación Energética de Largo Plazo”. En: (Diciembre de 2020).
 - [26] Ministerio de Energía. “Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027”. En: (Agosto de 2021), pág. 123.
 - [27] *Modelo de planificación de la expansión en transmisión*. Chile. 2022.

Anexos

A.1. Determinación de alternativas de conexión

Para escoger las alternativas de conexión mostradas en el capítulo 5 se utilizó la herramienta *Google Earth* con la información entregada por el informe PET 2022 [7] y el Ministerio de Bienes Nacionales para determinar las distancias entre los proyectos de generación que se instalarán en la zona y hacia la futura Subestación Parinas.

Cabe recalcar que a cada central se le asignó un número por comodidad, por lo que cuando se tengan líneas la nomenclatura será “X-Y” refiriéndose a que esa línea transmite potencia desde la central “X” hacia la central “Y”. Ahora, cuando se hable de distancias, es claro que la distancia entre “X” e “Y” será la misma que entre “Y” y “X”.

En un comienzo se establecieron conexiones entre las centrales más cercanas, conociendo las distancias entre estas se determinaron los valores asociados a conectarse con líneas de tensión 220[kV] y 500[kV]. Estos valores se calcularon multiplicando la distancia por el valor por kilómetro de construir una línea en las respectivas tensiones. El costo de la línea de 220[kV] se asoció a la línea Punta Colorada - Pan de Azúcar, la cual tiene un costo de 277.652 USD por kilómetro [4] y fue escogida debido a su similitud en la zona y en el terreno en que esta ubicada con el polo de desarrollo Parinas.

Por otra parte para la línea de 500[kV] se utilizó como referencia la línea Los Changos - Cumbre, la cual tiene un costo de 1.036.184,5 USD por kilómetro para un doble circuito [4]. Al igual que para la línea de 220[kV] esta línea se escogió por su similitud en terreno que recorre y sus características climáticas.

En los Cuadro 4.1 y 4.2 se puede observar a modo de resumen todo lo comentado hasta el momento.

Ahora, para proponer diferentes alternativas se decidió hacerlo en base al año de entrada en operación de las centrales, por lo que se armó tres grupos: centrales que entran el 2026 tales como la 1, 3, 4, 7 y 16, las cuales suman una potencia instalada de 2,139,4[MW]. La que entra el 2027 que es la central 12 y aporta una potencia de 607[MW] y las centrales que entran el 2029 que son la 2, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14 y 15 y aportan una potencia de 3,339,6[MW].

Conociendo esto y observando el diagrama mostrado en la Figura 4.1, se realizaron cálculos mediante un código en Python con el fin de encontrar las rutas más baratas para integrar estas centrales por año. El funcionamiento del código es simple, primero se definen los nodos que se trabajarán en el vector “nodos”, luego se define la matriz “costos”

la cual contiene los costos de construir una línea entre los nodos previamente definidos. También debe definirse el vector “potencias” para saber cuanta potencia está asociada a cada nodo y ver cuanta se irá acumulando en el transcurso del recorrido. Teniendo todos estos vectores y matrices definidos, el código calcula el costo de ir transfiriendo potencia entre las centrales definidas hasta llegar al nodo cero que representa a la subestación Parinas y en base a los valores resultantes, se escogerán los más bajos para así proponerlos como alternativas a integrar en el polo de desarrollo Parinas.

El código y el resultado son mostrados a continuación:

```
import itertools
import numpy as np

# Definimos Los nodos
nodos = ['0', '1', '3', '4', '7']

# Definimos La matriz de costos
costos = np.array([
    [0, 3.5898, 2.303, 3.1104, 2.058], # Costos desde el nodo 0
    [3.5898, 0, 1.274, 0.6221, 1.7423], # Costos desde el nodo 1
    [2.303, 1.274, 0, 0.8887, 0.7671], # Costos desde el nodo 3
    [3.1104, 0.6221, 0.8887, 0, 1.1658], # Costos desde el nodo 4
    [2.058, 1.7423, 0.7671, 1.1658, 0] # Costos desde el nodo 7
])

# Definimos Las potencias de Los nodos
potencias = [0, 532000, 71400, 296000, 320000]

# Función para calcular el costo total de un recorrido dado
def calcular_costo_recorrido(recorrido):
    costo_total = 0
    potencia_acumulada = potencias[nodos.index(recorrido[0])]
    for i in range(len(recorrido) - 1):
        origen = nodos.index(recorrido[i])
        destino = nodos.index(recorrido[i + 1])
        costo_total += costos[origen][destino] * potencia_acumulada
        potencia_acumulada += potencias[destino]
    return costo_total

# Generamos todas Las posibles combinaciones de nodos
combinaciones = itertools.permutations(nodos[1:]) # Excluimos el nodo A de Las permutaciones

# Variables para almacenar La mejor combinación y su costo
mejor_recorrido = None
mejor_costo = float('inf')

# Calculamos el costo de cada combinación y mostramos el resultado
for combinacion in combinaciones:
    recorrido = combinacion + ('0',) # Agregamos el nodo 0 al final como ciudad de Llegada
    costo = calcular_costo_recorrido(recorrido)
    ruta = "-".join(recorrido)
    print(f"Ruta {ruta}\nCosto: {costo}\n")

    # Actualizamos La mejor combinación y su costo
    if costo < mejor_costo:
        mejor_costo = costo
        mejor_recorrido = recorrido

# Mostramos La mejor combinación y su costo
print(f"Mejor ruta: {'-'.join(mejor_recorrido)}")
print(f"Costo: {mejor_costo}")
```

(a) Código Python

```
Ruta (3-4-7-1-0)
Costo: 6066827.24

Ruta (3-7-1-4-0)
Costo: 5103976.06

Ruta (3-7-4-1-0)
Costo: 5316098.72

Ruta (4-1-3-7-0)
Costo: 4438468.54

Ruta (4-1-7-3-0)
Costo: 5315675.0

Ruta (4-3-1-7-0)
Costo: 4807672.619999999

Ruta (4-3-7-1-0)
Costo: 6119946.88

Ruta (4-7-1-3-0)
Costo: 5689163.8

Ruta (4-7-3-1-0)
Costo: 6070760.12

Ruta (7-1-3-4-0)
Costo: 6256431.34

Ruta (7-1-4-3-0)
Costo: 4916071.0

Ruta (7-3-1-4-0)
Costo: 5111384.5

Ruta (7-3-4-1-0)
Costo: 5398342.84

Ruta (7-4-1-3-0)
Costo: 5027099.8

Ruta (7-4-3-1-0)
Costo: 6173644.92

Mejor ruta: 3-1-4-7-0
Costo: 4024384.4599999995
>>>
```

(b) Resultados Python

Figura A.1: Cálculo de valores en Python.

Cabe recalcar que en la Figura A.1 se muestra una parte de los resultados, ya que las posibles combinaciones eran muchas y por esto mismo, los resultados también.

Con todos los resultados se pudo observar que la solución óptima de conexión entre las centrales que entraban en operación el 2026 siempre era llegar hasta la central 7 (Taltal

Norte) y desde ahí evacuar la potencia hasta la subestación Parinas. Es por esto que se propuso dos topologías para conectar las centrales que llegaban a la barra de la central 7, asociadas a los valores más bajos arrojados por el programa en Python.

Posteriormente, como el año 2027 solo entra la central 12 (Parque Eólico Horizonte) se propuso agregar esta como una línea directa a Parinas, teniendo en cuenta que posteriormente se le agregaría potencia a algunas centrales que entrarían el 2029.

Por último, el 2029 entraron 10 centrales, las cuales se distribuyeron con el mismo criterio que las centrales que entraban el 2026, es decir, cercanía y menor costo asociado a cada conexión. Como ya había barras establecidas que habían entrado en operación años anteriores, se usaron como referencia para evacuar la potencia de estas centrales, como por ejemplo la barra 7 o 12 que quedaban en posiciones centrales y cuyo costo era el menor en USD por km.

A.2. Validación de resultados

Para validar los resultados obtenidos en la Capítulo 6 corroboraremos que los valores de costos de generación para un caso de prueba son los mismos que calculados manualmente.

Para esto, se buscó la generación en cada barra del sistema y también los costos marginales de estas barras para luego multiplicar la generación horaria con su respectivo costo marginal en la hora correspondiente y, así, sacar la generación durante cada hora durante cada día representativo y, finalmente, sumar todos los valores obtenidos y encontrar el costo de generación anual. Cabe recalcar que esta es una aproximación, ya que para tener un costo más preciso se debería asociar a cada generador con su costo combustible, eficiencia, hidrología, entre otros parámetros según corresponda para cada tecnología, por lo que el método escogido es más rápido y, si bien menos preciso, es confiable.

Subestación	Año	Día	Hora	Costo Marginal [USD/MWh]
Cumbre 500	2024	1	16	0
Cumbre 500	2024	162	16	44,57
Cumbre 500	2024	1	17	0
Cumbre 500	2024	162	17	44,57
Cumbre 500	2024	1	18	0
Cumbre 500	2024	162	18	44,60
Cumbre 500	2024	1	19	27,69
Cumbre 500	2024	162	19	44,60
Cumbre 500	2024	1	20	38,79
Cumbre 500	2024	162	20	44,60

Tabla A.1: Costos marginales para barra Cumbre en cinco horas del año 2024.

Subestación	Año	Día	Hora	Generación [MWh]
Cumbre 500	2024	1	16	691,93
Cumbre 500	2024	162	16	455,04
Cumbre 500	2024	1	17	601,68
Cumbre 500	2024	162	17	249,96
Cumbre 500	2024	1	18	0
Cumbre 500	2024	162	18	9,10
Cumbre 500	2024	1	19	150,38
Cumbre 500	2024	162	19	0,74
Cumbre 500	2024	1	20	3,67
Cumbre 500	2024	162	20	0

Tabla A.2: Generación en la barra Cumbre en cinco horas del año 2024.

De este cálculo, para el cual se muestran los Cuadro A.1 y Cuadro A.2 a modo de ejemplo, ya que no era viable escribir todos los datos debido a eran 48 datos por barra y 43 barras, se multiplicó los valores de generación por costo marginal y se sumaron todos los

del año, en donde, para los años 2024, 2025 y 2026 encontró una diferencia porcentual de 8,99 %, 7,85 % y 6,95 % respectivamente para el costo operacional de generación. Por lo que se puede afirmar que los resultados obtenidos son cercanos a los obtenidos manualmente, considerando las aproximaciones ya mencionadas.

A continuación se presenta un complemento de los resultados presentes en el Capítulo 6.

A.3. Congestionamientos en líneas del SEN.

En esta sección se mostrarán las congestiones, en horas durante los años simulados, en las diferentes líneas del SEN según cada alternativa y cada capacidad de cómputo.

A.3.1. Alternativa 1

Línea	Horas de Congestión
12 - 0	2
16 - 0	7
7 - 0	9
Alto Jahuel - Ancoa 500	234
Candelaria - Alto Jahuel 500	12
Concepción - Nueva Charrua 220	9
Kimal - Los Changos 500	6
Lagunas - Kimal 220	197
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	11
Los Changos - Parinas 500	69
Tineo - Nueva Ancud 220	156
Parinas - Cumbre 500	10
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	18
Pichirropulli - Tineo 220	229
Polpaico - Alto Jahuel 500	90
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	23

Tabla A.3: Cantidad de horas de congestión por línea.

A.3.2. Alternativa 2

Línea	Horas de Congestión
12 - 0	2
16 - 0	7
7 - 0	8
Alto Jahuel - Ancoa 500	232
Ancoa - Nueva Charrua 500	4
Candelaria - Alto Jahuel 220	12
Concepción - Nueva Charrua 220	9
Cumbre- Nueva Cardones 500	12
Kimal - Los Changos 500	5
Lagunas - Kimal 220	194
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	11
Los Changos - Parinas 500	67
Nueva Pan de azucar - Polpaico 500	4
Tineo - Nueva Ancud 220	153
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	20
Parinas- Cumbre 500	10
Pichirropulli - Tineo 220	232
Polpaico - Alto Jahuel 500	83
Kimal - Alto Jahuel 500	71
Nueva Charrua- Mulchen 220	25
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	23

Tabla A.4: Cantidad de horas de congestión por línea.

A.3.3. Alternativa 3

Línea	Horas de Congestión
12 - 0	2
16 - 0	7
Alto Jahuel - Ancoa 500	232
Ancoa - Nueva Charrua 500	3
Candelaria - Alto Jahuel 220	12
Concepción - Nueva Charrua 220	9
Lagunas - Kimal 220	197
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	14
Los Changos - Parinas 500	75
Nueva Cardones- Nueva Maitencillo 500	2
Nueva Maitencillo- Nueva Pan de Azucar 500	5
Nueva Pan de azucar - Polpaico 500	3
Tineo - Nueva Ancud 220	154
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	16
Parinas- Cumbre 500	10
Pichirropulli - Tineo 220	231
Polpaico - Alto Jahuel 500	85
Kimal - Alto Jahuel 500	63
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	23

Tabla A.5: Cantidad de horas de congestión por línea.

A.3.4. Alternativa 4

Línea	Horas de Congestión
12 - 0	2
16 - 0	7
3-0	5
3-4	5
Alto Jahuel - Ancoa 500	236
Ancoa - Nueva Charrua 500	3
Candelaria - Alto Jahuel 220	10
Concepción - Nueva Charrua 220	9
Lagunas - Kimal 220	190
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	7
Los Changos - Parinas 500	58
Tineo - Nueva Ancud 220	166
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	12
Parinas- Cumbre 500	14
Pichirropulli - Tineo 220	233
Polpaico - Alto Jahuel 500	78
Kimal - Alto Jahuel 500	70
Nueva Charrua - Mulchen 220	21
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	23

Tabla A.6: Cantidad de horas de congestión por línea.

A.3.5. Alternativa 5

Línea	Horas de Congestión
12 - 0	2
16 - 0	6
1 - 0	10
Alto Jahuel - Ancoa 500	232
Ancoa - Nueva Charrua 500	5
Candelaria - Alto Jahuel 220	12
Concepción - Nueva Charrua 220	9
Cumbre - Nueva Cardones 500	3
Lagunas - Kimal 220	204
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	9
Los Changos - Parinas 500	70
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500	3
Nueva Pan de Azucar - Polpaico 500	9
Tineo - Nueva Ancud 220	157
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	23
Parinas- Cumbre 500	11
Pichirropulli - Tineo 220	233
Polpaico - Alto Jahuel 500	70
Kimal - Alto Jahuel 500	71
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	23

Tabla A.7: Cantidad de horas de congestión por línea.

A.3.6. Alternativa Flex-Tran

Línea	Horas de Congestión
Alto Jahuel - Ancoa 500**	213
Ancoa - Nueva Charrua 500***	24
Candelaria - Alto Jahuel 220	10
Lagunas - Kimal 220*	176
Los Changos - Nueva Zaldivar 220	6
Los Changos - Parinas 500	35
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500	7
Nueva Pan de Azucar - Polpaico 500	8
Tineo - Nueva Ancud 220	132
Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220	19
Parinas- Cumbre 500	9
Pichirropulli - Tineo 220	220
Polpaico - Alto Jahuel 500	96
Kimal - Alto Jahuel 500	89
Alto Jahuel - Ancoa 500 (2)	14
Tineo - Nueva Ancud 220 (2)	20
Pichirropulli - Tineo 220 (2)	12
* Congestiones hasta el año 2030	
** Congestiones hasta el año 2031	
*** Congestiones desde el año 2032	

Tabla A.8: Cantidad de horas de congestión por línea con cómputo alto para líneas que se construyen en siete años.