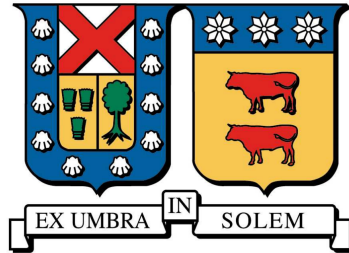


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



**“ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD DE LA
PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA 2023-2027
DEL SEN ANTE LA INCORPORACIÓN DE
UN MODELO DE TRANSMISIÓN MÁS
DETALLADO Y SUS EFECTOS SOBRE LAS
DECISIONES DE INVERSIÓN EN
ALMACENAMIENTO Y SOBRE LAS ZONAS
ELEGIDAS COMO POLOS DE DESARROLLO”**

CRISTIAN ALBERTO HENRÍQUEZ VERGARA

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

PROFESOR GUÍA: PATRICIO VALDIVIA LEFORT

CORREFERENTES: CARLOS TORO ORTIZ

JULIO - 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA 2023-2027 DEL SEN ANTE LA INCORPORACIÓN DE UN MODELO DE TRANSMISIÓN MÁS DETALLADO Y SUS EFECTOS SOBRE LAS DECISIONES DE INVERSIÓN EN ALMACENAMIENTO Y SOBRE LAS ZONAS ELEGIDAS COMO POLOS DE DESARROLLO

Nombre del candidato(a): CRISTIAN ALBERTO HENRÍQUEZ VERGARA

Carrera / Grado: INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA

Campus: Santiago San Joaquín ; **Departamento:** DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Patricio Valdivia, en mi calidad de profesor(a)guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: ; **Firma:** _____

PATRICIO VALDIVIA LEFORT
Firmado digitalmente por
PATRICIO VALDIVIA LEFORT
Fecha: 2025.09.10
14:28:16 -03'00'

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 22/08/2025 ; **Firma:** _____

PHenriquez

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

Resumen Ejecutivo

La planificación energética a largo plazo (PELP) del SEN actualmente utiliza un modelo de transmisión simplificado a flujos de transporte, por lo que es de interés identificar diferencias que esto ocasione en la planificación. Se realiza un modelo de la PELP preliminar 2023-2027, escenario Carbono Neutralidad en Plexos cuya metodología considera la carga de la solución de la PELP con tal de reducir tiempos de simulación y evaluar con bajo MIPgap las soluciones, utilizándose la base de datos del Coordinador para la PET Diagnostico 2022 como base para levantar el modelo, llevando la expansión en generación y almacenamiento que resulte por las diferencias del modelo a cero. Sin estas correcciones, los modelos de la PELP y la PET pueden diferir drásticamente, por lo que se levanta múltiples mejoras plausibles tanto para los escenarios de la PELP como de la PET. Tras validar el modelo con una diferencia en generación anual de $-0,8\%$ con respecto a resultados de generación de la PELP, se realiza la determinación de líneas de transmisión equivalentes a la solución de transmisión de la PELP que permite identificar efectos por realizar flujos DC y de transporte para distintos modelos de pérdidas que pueden impactar la solución. Se destaca que el uso de líneas de transmisión con flujos de transporte permiten reducir tiempos de simulación significativamente y que el uso de flujos de transporte con pérdidas localizadas no mostraron diferencias significativas con respecto a los resultados del modelo con flujos DC en los escenarios analizados, lo que requiere atención a posibles congestiones angulares que se recomienda profundizar. Por otro lado, las mayores diferencias se hallan al realizar flujos de transporte con pérdidas no localizadas, el cual es más rápido de simular que un flujo DC o de transporte con pérdidas localizadas. Por lo anterior, se halla que los modelos de transmisión y pérdidas evaluados no repercuten significativamente las decisiones de inversión en ESS y en generación en los escenarios evaluados, lo que afecta los Polos de Desarrollo, sin embargo, diferencias en generación anual por S/E halladas entre los modelos indican que, por el hecho de que se haya cargado una solución directamente sin optimizarse, puede existir una reducción de las diferencias entre escenarios, por lo que es algo que se puede profundizar aún más ya que podría repercutir en las proyecciones. Sin perjuicio de lo anterior, la solución se recomienda validar con flujos AC, lo que se explica en antecedentes.

Posteriormente y con un modelo de la PELP simplificado, se simula el mismo problema pero en Julia con flujos de formulación MISOCP, los cuales son una relajación de el modelo de flujo AC más exacta que realizar flujos DC. El enfoque del estudio, junto a identificar la robustez de la solución y los tiempos de simulación, mostró que la optimización del modelo MISOCP no logra hallar soluciones enteras en un tiempo inferior a aprox. 200 veces el tiempo de simulación con formulación DC, menos aún a un MIPgap de $0,5\%$ que respalde la calidad de la solución (en base a pruebas realizadas con flujos DC), lo cual por ende dificulta su aplicación en un problema de planificación de cooptimización y por ello en la PELP.

Índice de Contenidos

Resumen Ejecutivo	II
Índice de Contenidos	III
Glosario	V
Definiciones	VI
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alcance	3
1.4. Estructura del documento	3
2. Metodología	5
2.1. Plan de trabajo	6
3. Realizar un modelo actualizado de la PELP en PLEXOS e incorporación de un modelo de transmisión eléctrica más detallado	8
3.1. Antecedentes	8
3.1.1. Contexto de la PELP	10
3.1.2. Robustez de la solución	14
3.1.3. Modelo Eléctrico Ameba	15
3.1.4. Modelo PET Diagnostico 2022	16
3.1.5. Polos de Desarrollo	18
3.1.6. Parámetros de líneas de transmisión	21
3.2. Desarrollo	25
3.2.1. Reducción del SEP	27
3.2.2. Demanda y horizonte	31
3.2.3. Modelo y parámetros de la transmisión eléctrica	35
3.2.4. Incertidumbre y programación estática	44
3.2.5. Plan de ingreso y retiro	45
3.2.6. Tasa de descuento, perpetuidad y CFLD	47
3.2.7. Costos variables y de inversión	48
3.2.8. Emisiones	49
3.2.9. Restricciones operacionales	51
3.2.10. Solver	52
3.2.11. Recursos energéticos	52
3.2.12. ESS	56
3.3. Resultados	57
3.4. Discusión	97
3.5. Conclusión	100
4. Modelos de transmisión alternativos	105
4.1. Antecedentes	106
4.1.1. Modelo de transmisión DC	106
4.1.2. Modelo de transmisión SOCP	119
4.2. Desarrollo	127

4.2.1.	Modelo extraído de Plexos	134
4.2.2.	Líneas Candidatas	140
4.2.3.	Líneas HVDC	142
4.2.4.	Generación Hidroeléctrica	143
4.2.5.	Generación Reactiva	143
4.2.6.	Evaluación de la exactitud de los flujos	144
4.2.7.	Solver	145
4.3.	Resultados	145
4.3.1.	Modelo extraído de Plexos	145
4.3.2.	Modelo realizado en Julia	178
4.4.	Discusión	180
4.4.1.	Modelo extraído de Plexos	180
4.4.2.	Modelo realizado en Julia	185
4.5.	Conclusión	192
4.5.1.	Modelo extraído de Plexos	192
4.5.2.	Modelo realizado en Julia	200
5.	Conclusiones	203
	Referencias	208
	Apendice	211
1.	PELP	211
1.1.	Robustez de la solución	211
1.2.	Contexto de la PELP	211
1.3.	ESS	212
2.	Referencia con respecto a flujos dc	214
3.	Metodología de la PET 2022	216
4.	Evaluación Ambiental Estratégica	218
5.	Líneas HVDC	218

Glosario

AEIR	Ajuste por efecto de impuestos a la renta
AVI	Anualidad Valor de Inversión
b.d.	Base de datos de Diagnostico PET 2022
BESS	Battery Energy Storage System
CAES	Compressed Air Energy Storage
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CFLD	Costo de Falla de Larga Duración
CN	Escenario Carbono Neutralidad PELP
CNE	Comisión Nacional de Energía
COMA	Costos Anuales de Operación, Administración y Mantenimiento
CSP	Concentrated Solar Power
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
ERNC	Energía Renovable No Convencional
GNL	Gas Natural Licuado
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MISOCP	Mixed Integer Second Order Conic Programming
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
PHES	Pumped Hydro Energy Storage
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
R.O.	Restricciones operacionales de detalle
S/E	Subestación Eléctrica
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SoC	State of Charge
SOCP	Second Order Conic Programming
VAN	Valor Actual Neto

Definiciones

Las definiciones aquí presentes vienen de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Energías renovables no convencionales: Aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

Medios de generación renovables no convencionales: Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, hidráulica (potencia máxima menor a 20MW), geotérmica, solar, eólica, de los mares, y otras determinadas por la CNE.

Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

Servicios complementarios: Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Sistema de Almacenamiento de Energía: 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.

1. Introducción

1.1. Motivación

Realizada de manera quinquenal por el Ministerio de Energía, la Planificación Energética de Largo Plazo (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 el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía. De esta manera, con fecha 29 de diciembre de 2020, se dio inicio a un segundo proceso de planificación energética de largo plazo, correspondiente a el periodo 2023-2027. (pp. 4-6) [1]

La PELP deberá considerar factores como: la identificación de Polos de Desarrollo de generación, penetración de la generación distribuida, desarrollo de la electromovilidad, intercambios internacionales de energía, políticas medioambientales, costo y desarrollo de nuevas tecnologías, entre otros. (p. 5) [1]

	ESCENARIO RECUPERACIÓN	ESCENARIO CARBONO NEUTRALIDAD	ESCENARIO TRANSICIÓN ACELERADA
Electromovilidad	Estrategia actual de electromovilidad	Electromovilidad + (niveles carbono neutralidad)	Electromovilidad ++
Producción de Hidrógeno Verde (H2V)	Exportación baja Nivel on-grid bajo	Exportación media Nivel on-grid medio	Exportación alta Nivel on-grid alto
Almacenamiento en Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	Medio	Alto	Alto+ (considera economías por proyectos híbridos)
Descentralización y rol del usuario	Base	Alta	Alta+
	Gestión de la climatización	Gestión horaria electromovilidad y gestión climatización	Gestión inteligente electromovilidad y gestión climatización
Generación Distribuida	Centralizada (Antofagasta y Magallanes)	Centralizada (Antofagasta y Magallanes)	Descentralizada (Antofagasta, Valparaíso, Biobío y Magallanes)
Gestión inteligente de la demanda			
Producción de H2V			
Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	No	Sí	Sí

Figura 1: Escenarios energéticos desarrollados en la PELP 2023-2027, y fragmento de los factores asociados a estos escenarios. [1]

El Ministerio de Energía deberá identificar y definir provincias del país como Polos de Desarrollo de generación eléctrica. Los Polos de Desarrollo son definidos en el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) cómo zonas territorialmente idóneas y de interés publico para el desarrollo sustentable de energías renovables, en las cuales podrían recomendarse sistemas de transmisión únicos para recoger dicha energía. (pp. 6-7) [1]

Con respecto a la robustez de la metodología actual para determinación de Polos de Desarrollo, en el Ministerio de Energía se realizó cómo primer acercamiento un levantamiento del potencial de generación existente en distintas zonas sujeto a restricciones técnicas, ambientales y territoriales (pp. 96-101), de las cuales son seleccionadas aquellas zonas que podrían ser consideradas Polos de Desarrollo por criterios de dimensión Social-Ambiental-Territorial y dimensión Económica-Tecnológica (pp. 165-169) [1]. Esto además puede verse modificado por la solución del modelo eléctrico

en que se optimiza la PELP, lo cual depende de la exactitud del modelo del sistema de transmisión eléctrica, al igual que los factores considerados en sus escenarios, entre ellos, la participación de tecnologías de almacenamiento en el sistema.

Actualmente, como simplificación de la red de transmisión, el modelo eléctrico de la PELP se evita la no linealidad de los flujos AC simplificándolos como flujos de transporte, lo cual facilita la optimización al reducir tiempos de computo, sacrificando la exactitud del modelo y, por ende, la exactitud de sus variables de decisión óptimas. Se propuso analizar la sensibilidad de la solución ante la incorporación de un modelo de transmisión más detallado, con tal de validar la robustez de la solución actual y, con ello, comparar y analizar las ventajas y desventajas de ambos modelos; para ello se realizan simulaciones con flujos de transporte, DC [17], y un modelo de transmisión MISOCP[31], identificándose los efectos que estos tengan en la solución, sin embargo, sobre el ultimo modelo de transmisión, las conclusiones se basan principalmente en la investigación realizada y los tiempos de simulación obtenidos, sin hallar una solución entera.

El modelo eléctrico de la PELP actualmente se encuentra modelado en AMEBA (p. 51) [1], una plataforma que permite la simulación y análisis de mercados eléctricos en la nube, a modo de entender tendencias tanto en el largo como en el corto plazo que se darán en el sector [2]. De manera similar, el software PLEXOS es también capaz de realizar modelos energéticos de planificación de corto y largo plazo del mercado [3], teniendo para este estudio la disponibilidad de su licencia con fines académicos. En conjunto a lo anterior, se propone actualizar en PLEXOS el archivo publicado y utilizado actualmente para la PET Diagnostico 2022 del CEN [4], a modo de usarlo como base de datos (b.d.) para la realización de un modelo adecuado de la PELP 2023-2027 en PLEXOS y comparar sus resultados con los del proceso actual realizado en AMEBA, con tal de validar el modelo desarrollado. Luego, tras haber validado el modelo, se procede a la realización de un modelo alternativo que modele con mayor detalle el sistema de transmisión.

Adicionalmente, se tiene antecedentes de que los sistemas de almacenamiento de energía, ESS, por sus siglas en inglés, favorecen cumplir con restricciones de corriente de cortocircuito, inercia y reserva (pp. 146, 182) [1], existiendo la posibilidad novedosa de incorporar ESS en transmisión, lo cual beneficia la seguridad [1] y permite el retraso de inversiones en transmisión ([1],[9]). A razón de lo anterior, en conjunto a la experiencia pasada de el profesor guía en el análisis de ESS [[5],[7]], se analizara las decisiones de inversión en ESS resultantes del modelo desarrollado con tal de proponer mejoras plausibles en los escenarios de la PELP (Figura 1).

Finalmente, se investiga la definición de Polos de Desarrollo, su propósito e importancia, y si esto se puede ver afectado por los resultados hallados.

1.2. Objetivos

Objetivo General:

- Realizar la modelación de la PELP 2023-2027 en PLEXOS y analizar la sensibilidad del problema al incorporar un modelo más detallado de la red de

transmisión y el efecto que esto posee en la robustez de la solución.

Objetivos Específicos:

- Realizar un modelo adecuado de la PELP 2023-2027 en PLEXOS, basado en los datos publicados por el CEN para el Plan de Expansión de la Transmisión (PET), y compararlo con los resultados del proceso actual
- Integrar un modelo de representación del sistema de transmisión más detallado y comparar y analizar las ventajas y desventajas de este modelo.
- Levantar mejoras plausibles en los escenarios incorporados en la PELP 2023-2027.
- Proponer decisiones en materia de ESS en la red de transmisión
- Proponer decisiones en materia de precisión en la definición de Polos de Desarrollo.
- Concluir sobre la robustez de la solución de los escenarios de la PELP 2023-2027 ante los cambios realizados.

1.3. Alcance

Dado que se utiliza un computador personal para la simulación, este estudio se enfoca en realizar un modelo de la PELP simplificado, con el cual contrastar sus resultados con respecto a la oficial con tal de identificar la validez del modelo y los resultados que se obtengan. Posteriormente, se investiga múltiples aspectos que participan en evaluar la robustez de la solución, entre ellos los flujos observados, la posibilidad de usar un modelo de transmisión más exacto, los candidatos de transmisión y candidatas ESS seleccionadas, y la conexión entre la PELP y la PET para identificar los Polos de Desarrollo más urgentes.

1.4. Estructura del documento

En primer lugar, se presenta la sección de Introducción, la cual contiene la motivación, los objetivos generales y específicos, el alcance, y la estructura de este documento.

En segundo lugar, se encuentra la sección de Metodología, donde se indica el Plan de trabajo y se resume la forma en que se aborda cada objetivo específico.

Luego las secciones de -Realizar un Modelo Actualizado de la PELP- y -Propuesta de incorporar un modelo de transmisión eléctrica con mayor detalle en el modelo eléctrico de la PELP- abordan los temas principales indicados en el Plan de trabajo con tal de responder a los objetivos de la memoria. El desarrollo de estas dos secciones tienen la forma:

- Antecedentes

- Desarrollo
- Resultados
- Discusión
- Conclusión

Finalmente, la sección Conclusiones resume las conclusiones principales, seguido de las referencias utilizadas y el Apéndice.

2. Metodología

Con tal de hallar el impacto del modelo de transmisión en la planificación del sistema eléctrico en la PELP, es decir, los tiempos de resolución, la solución de las variables de decisión y la función objetivo, entre otros, se utiliza la base de datos del modelo de Diagnóstico de la PET 2022 (b.d.) formulada en PLEXOS versión 9.1¹ como referencia² para realizar un modelo adecuado de la PELP sobre el cual hacer las evaluaciones. Para ello, se implementó directamente la solución de la PELP para el escenario Carbono Neutralidad del año 2050 en Plexos con tal de validar el modelo realizado y reducir tiempos de simulación, debido a que cooptimizar la cantidad de líneas que el crecimiento de la demanda requiere al 2050 debe ser simplificado para poder, junto a ello, hacer simulaciones que identifiquen diferencias entre flujos DC y flujos de transporte con exactitud. Adicionalmente, se identifican diferencias entre el modelo de la PELP y del Coordinador. El escenario Carbono Neutralidad se tomo como referencia debido a que es un escenario de suposiciones intermedias en la PELP, evitando realizar más escenarios para enfocarse en el modelo de transmisión.

Para conformar este modelo, se requirió sustituir los nodos equivalentes de la b.d. por los de la PELP, con demanda proporcionada por correferentes; adicionalmente se empleó generación candidata y perfiles de generación renovable proveniente de la PELP, en adición a costos de inversión y costos de combustibles, también de la PELP. Por otro lado, basado en la b.d. (del Coordinador) se modela la gestión hídrica³ e hidroeléctrica, se estiman parámetros de líneas de transmisión, sin emplear líneas candidatas para evitar cambios en la topología, pero sí transformadores, dado que se requiere que estos no impacten en la solución.

Se utiliza un día típico mensual de resolución horaria y representado en 24 bloques por mes, sin recurrir a curvas de duración, lo que permite representar el acople temporal de las ESS y embalses. Adicionalmente, se tiene que un bajo gap y la programación dinámica asociada a la expansión dinámica del sistema a lo largo de 30 años, requeridos por la PELP, aumentaría drásticamente los tiempos de simulación y demanda de memoria RAM. Por este motivo, el horizonte y la programación dinámica también fue simplificado para así simular solo el año 2050 con una hidrología seca como una simplificación de programación determinista y estática; escogiendo este año en particular para comparar con resultados preliminares de la PELP para este año.

Por otra parte, y de forma secundaria, se realizó una evaluación del impacto de las restricciones operacionales de detalle (R.O.) que contiene la b.d. del Coordinador, las cuales difieren de los de la PELP en la forma y el grado de detalle, esto para ver su efecto sobre los flujos y la robustez de la solución en general. Se requiere ver más allá de la PELP y considerar que los resultados de la PELP pueden forzar una solución suboptima en la PET, dado que en esta se considera mayor detalle en las

¹Los resultados de las simulaciones en Plexos fueron obtenidos usando software provisto por Energy Exemplar en conformidad a una licencia académica (the results were obtained using software provided by Energy Exemplar pursuant to a research license).

²Se considera que la PET es una representación valida del modelo eléctrico de la PELP, dado que es validado por el Coordinador, entre cuyas funciones considera validar una PET que incorpore fielmente los resultados de la PELP.

³Sujeta a restricciones de riego.

restricciones operacionales de detalle (R.O.) y se realiza estudios eléctricos que se retroalimentan al proceso.

Tras contrastar las diferencias con respecto a los resultados de la PELP y evaluar la validez del modelo, se extrajo la información del modelo de la PELP para así realizar un modelo fuera de PLEXOS, y de menor complejidad, pero con un modelo de transmisión eléctrica más detallado en Julia.

El modelo de transmisión eléctrica más exacto evaluado corresponde a una formulación MISOCP (Mixed Integer Second Order Conic Programming), avalado como un método adecuado por su capacidad de obtener eficientemente⁴ para problemas del tipo TEP y OPF flujos convexos, factibles y óptimos globales cercanos al de una formulación exacta. De esta forma se busca observar los efectos que tendrá la formulación de transmisión sobre las decisiones de inversión en generación y transmisión, lo cual es indicativo de provincias de mayor interés para un Polo de Desarrollo. No modelando ESS y fijando modelación hidroeléctrica con tal de reducir tiempos de simulación. Para realizar lo anterior también se realizan pruebas con tal de identificar un MIPgap que muestre flujos por las líneas cercanos al óptimo, lo que permite atribuir las diferencias principalmente a la formulación de transmisión y no a la calidad de la solución, considerando un MIPgap de 0,5 % como intermedio entre calidad de la solución y tiempo de simulación.

Esta la complejidad de que los flujos MISOCP no siempre convergen en problemas de gran escala o condiciones de alta congestión, por lo que ser demasiado ambicioso podría causar tiempos excesivos de simulación o bien exceder la memoria RAM del hardware utilizado para la simulación. Por ende, esta etapa de la metodología requiere un modelo simplificado y difícilmente comparable con los resultados de la PELP, lo que implica que los resultados que se obtengan y las conclusiones en cuanto a la sensibilidad del problema de optimización al modelo de transmisión MISOCP son en base a los modelos simplificados, y no con respecto a los oficiales.

Tabla 1: Especificaciones de hardware.

SO	Windows 10 Pro, 64bit
Placa base	MSI, MS-7A72
Procesador	Intel Core i5-7600K CPU 3.80GHz
Tarjeta de video	Intel HD Graphics 630 (Integrada)
Memoria RAM disponible	11,1 GB
Almacenamiento	ADATA SP550

2.1. Plan de trabajo

La metodología descrita anteriormente se abordara de la siguiente forma:

1. Realizar un modelo actualizado de la PELP en PLEXOS e incorporación de un modelo de transmisión eléctrica más detallado

- Adaptación del modelo vigente en PLEXOS del CEN para la Propuesta

⁴Tiempos de optimización no exponenciales, lo que permite escalar el tamaño del problema.

de Expansión de la Transmisión (PET 2022) al utilizado actualmente en la PELP 2023-2027 por el Ministerio de Energía,

- Implementación de la solución de la PELP del año 2050 para el escenario Carbono Neutralidad.
- Verificar el modelo realizado en PLEXOS al comparar sus resultados con los del proceso actual realizado en AMEBA.
- Identificar diferencias entre resultados para flujos DC y de transporte para una misma solución de la PELP,
- Analizar la robustez de la solución sujeta a la simplificación del modelo de la red de la transmisión.
- Proponer decisiones en materia de ESS en la red de transmisión.
- Proponer en materia de precisión en la definición de Polos de Desarrollo

3. Realizar un modelo actualizado de la PELP en PLEXOS e incorporación de un modelo de transmisión eléctrica más detallado

En esta sección se reúne información relevante de la PELP, incluyendo su contexto, sus componentes y simplificaciones utilizadas con tal de realizar una replica de menor complejidad. Esto servirá para realizar un modelo de la PELP en Plexos con el cual evaluar flujos de transporte y DC para una simulación dada y, posteriormente, implementar un modelo de transmisión más detallado fuera de Plexos en la siguiente sección.

3.1. Antecedentes

La PELP se puede considerar como un modelo que posee múltiples entradas de carácter: técnico, social, territorial, ambiental, tecnológico y económico. Asimismo, posee múltiples salidas en cuanto a resultados que surjan de la optimización, tales como emisiones de CO₂, tarifas y variables de decisión en infraestructura energética, como se puede ver en la siguiente Figura:

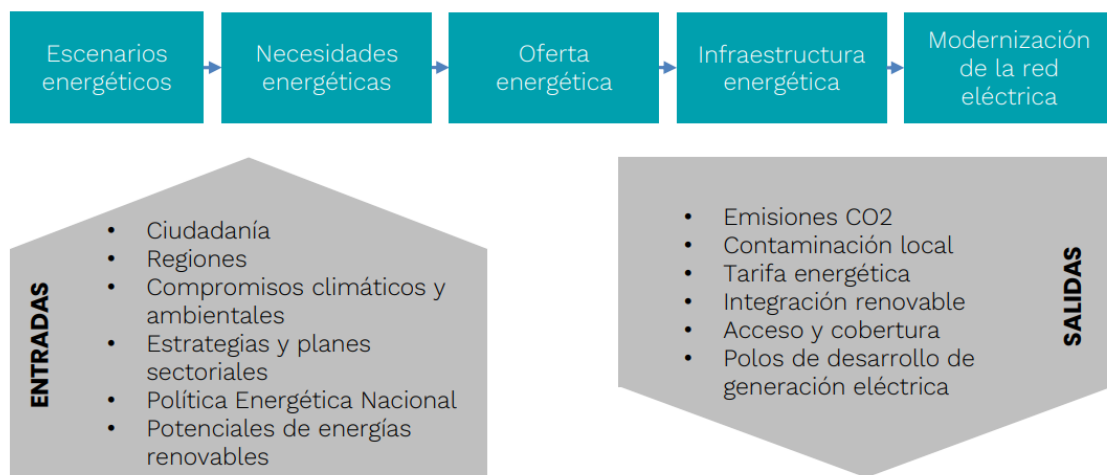


Figura 2: Esquema conceptual de la PELP. (p. 10) [1]

Entrando en detalle de como se realiza la PELP descrita por este esquema conceptual, esta es simulada por modelos internos que se encargan de distintas funciones, cuyos resultados se acoplan entre si. Estos modelos, cuyos nombres se encuentran destacados en negrita en la siguiente Figura, son los que reciben las entradas y tienen como resultado las salidas descritas de la Figura anterior, como se observa a continuación:

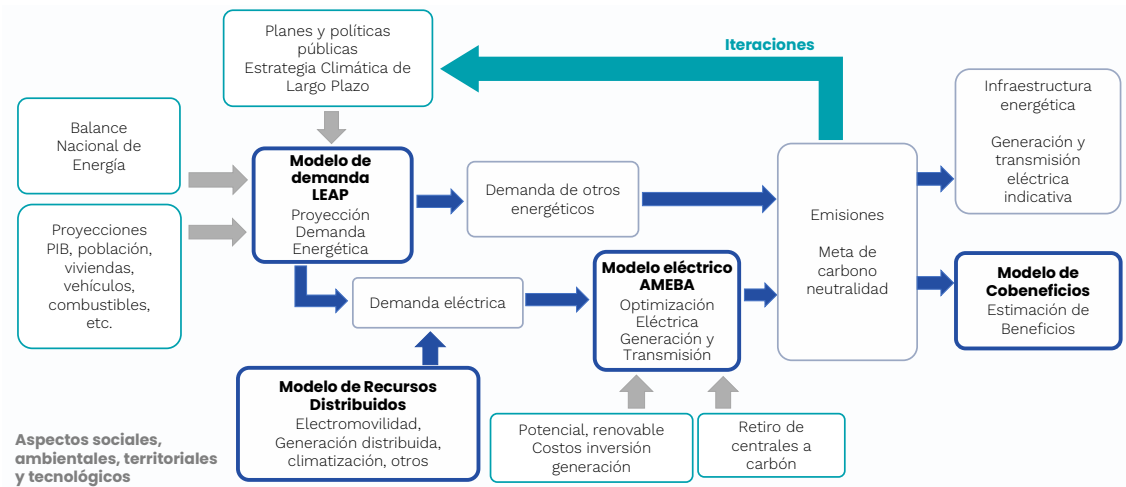


Figura 3: Relación metodológica de los modelos de proyección que conforman la PELP. Extraído de (p. 49) [1]: “Relación metodológica de los modelos de proyección.”

Para el propósito de los objetivos de esta investigación, se destaca el Modelo eléctrico AMEBA (desarrollado en el software Ameba), donde se optimiza el sistema eléctrico de acuerdo a la demanda que los modelos internos de la PELP proyectan. En Ameba en particular se utiliza un modelo de líneas de transmisión DC, explicado en la siguiente sección con mayor detalle. Dado que este modelo de transmisión es una simplificación que puede resultar inexacta, es de interés investigar la robustez de la solución y la posibilidad de emplear un modelo de transmisión eléctrica con mayor exactitud, lo cual puede repercutir en la eficiencia del uso de los recursos en la PELP y por ende el SEN, en particular las decisiones sobre qué líneas de transmisión presentaran mayores sobrecargas en el futuro y con ello la urgencia de priorizar estas líneas, al igual que la localización y capacidad instalada de tecnologías de generación y ESS que minimice el costo de satisfacer la demanda. Luego, ya que en AMEBA no es posible realizar flujos más exactos que un flujo DC, se requiere modelar afuera de esta un modelo de transmisión más exacto. Para ello se requiere realizar un modelo de planificación eléctrica similar a lo que se ingrese a AMEBA en la PELP.

Complementando lo anterior, se posee distintas variables/factores que pueden afectar a las proyecciones de la PELP, lo cual se modela con escenarios que suponen un estado para cada factor. Por ejemplo, dentro de los factores de tipo externos, el factor de crecimiento económico puede ser bajo, medio o alto, por lo cual se conforman escenarios suponiendo un crecimiento económico para cada escenario que se requiera modelar. Se destaca además que todos los escenarios en la PELP considera una hidrología -muy seca- de 1998-1999, basado principalmente en las tendencias hidrológicas y previniendo situaciones de escasez hídrica por efectos del cambio climático, lo cual tiene incertidumbre y es con tal de fortalecer la robustez de la solución.

Figura 4: Factores utilizados en la PELP para proyectar los escenarios de: Recuperación, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada. (p. 48) [1]

Grupo	Factor		Recuperación	Carbono Neutralidad	Transición Acelerada
Externos	Crecimiento económico		Bajo	Medio	Alto
	Precio de combustibles fósiles		Bajo	Medio	Alto
	Disminución de costos de tecnologías ERNC		Disminución lenta	Disminución media	Disminución rápida
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI		NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana Disminuye uso a largo plazo	Disminución substancial uso de leña, la que queda es seca
		Calefacción distrital	Base	Medio	Alto
		Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
		Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings
	Precio al carbono		Bajo	Medio	Alto
Nuevas tecnologías	Electromovilidad		Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad
	Hidrógeno verde (H2V)		Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategía de H2 verde
	Almacenamiento en SEN		Medio	Alto	Alto+
	Sistema energético + descentralizado /rol del usuario	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda	Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión inteligente EM Gestión climatización
		Producción de H2V	Antofagasta y Magallanes Bajo producción on-grid Exportación baja	Antofagasta y Magallanes Media producción on-grid Exportación media	puntos de producción en el país (Antofagasta-Valparaíso-Biobío-Magallanes) Alta producción on-grid Exportación optimista
			Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)		No
	Eficiencia energética	Uso eficiente en CPR		Ley EE	Ley EE+
Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería		Ley EE	Ley EE+	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices	
Operación del SEN	Uso del gas y diésel		Sin restricciones	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO2
	Cierre de carboneras		Actual (2040)	Acelerado (2035)	+Acelerado (2030)
Integración internacional	Importación/exportación de energía		Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos

El problema de planificación eléctrica, contenido en la PELP, requiere altos tiempos de simulación debido al tamaño del sistema, y un extenso horizonte de tiempo de expansión dinámico, de al menos 30 años, indicado en la LGSE (p. 5) [1], proyectando por ende hasta el año 2050 (p. 160) [1]. Como se menciono anteriormente en Alcance, dado que se utiliza un computador personal como hardware para la simulación, se busca realizar simplificaciones que reduzcan tiempos de resolución con lo cual conformar un modelo y realizar comparaciones con respecto a los resultados oficiales de la PELP de manera más directa. Esto es necesario ya que con tal de atribuir las diferencias al modelo de transmisión y no a la diferencia en óptimos locales, se requiere simular hasta obtener óptimos cercanos al global, lo que aumenta drásticamente los tiempos de simulación.

3.1.1. Contexto de la PELP

La publicación del Informe preliminar 2023-2027 de la PELP, el Informe de Diagnostico de la PET 2022 y el Informe de Propuesta de la PET 2022 se realizaron en orden en las siguientes fechas:

- PELP Informe Prelim. 2023-2027: 30/ag/2021
- PET Diagnostico 2022: 30/nov/2021
- PET Propuesta 2022: 21/en/2022.

A modo de contexto y comprensión del impacto de los resultados del proceso de la PELP desde principio a fin, específicamente en la planificación del SEN, se

detalla sus resultados más importantes a continuación.

Los resultados de la cooptimización de la PELP e indicación de posibles Poles de Desarrollo ⁵ son informados al CEN a través de una matriz de cooptimización por escenarios que conforman lo que se denomina como **escenarios de oferta energética**, lo que incluye infraestructura eléctrica (de generación, transmisión, y almacenamiento) que debe ser implementada con tal de cumplir con el alcance de la PELP, la cual cumple con los siguientes propósitos:

Luego, el referido inciso segundo del artículo 87°, establece que el proceso de planificación de la transmisión debe realizarse considerando los siguientes criterios: a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas; b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio; c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente. (p. 8) [23]

Utilizando los escenarios de oferta energética (proyectada); y un levantamiento de la infraestructura existente, en trámite, en construcción, y decretada; el CEN se encarga de realizar el Diagnostico 2022 de la PET al simular estos frente a la proyección de demanda energética (estocástica, encuestas, entre otros) y así poder evaluar a largo plazo la utilización de la infraestructura de transmisión para identificar necesidades de optimización, ampliación y expansión. Esto, vale decir, es profundizado con estudios eléctricos **retroalimentados**⁶ que permiten evaluar con alto nivel de detalle la operación económica y segura a corto plazo del sistema (desarrollado en PF, DIgSILENT).

A continuación se ve qué opciones contempla la PELP para la PET:

⁵Evaluados adicionalmente por la EAE.

⁶Como se observa en la Figura 78.



Figura 5: Opciones de expansión del Sistema de Transmisión Eléctrica recomendados en la PELP. (p. 159) [1]

Sin embargo, la PET menciona en su informe de Diagnostico 2022 que tuvo que hacer cambios para este diagnostico en particular. En específico, la proyección de oferta energética con la cual realiza la propuesta de Plan de Obras, esto debido a la incertidumbre de las ERV y la necesidad de cumplir con los propósitos de la ley mostrados anteriormente. Para ello se recogió solo la información más relevante de la PELP y realizó una nueva cooptimización de proyección de oferta energética en un horizonte de 20 años, descartando por ende los *Proyectos de cooptimización*⁷ proveniente de la PELP en su horizonte de 30 años, y empleando la metodología que se muestra a continuación:

Figura 6: Procedimiento que ha llevado a cabo el Coordinador en la obtención del Plan de Obras en el marco de la PET. (p. 10) [15]

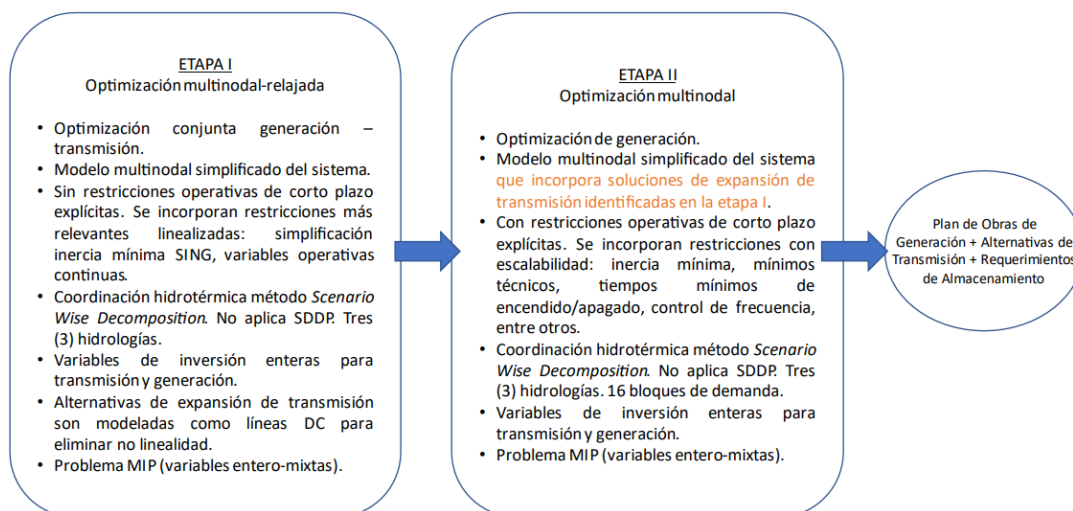


Figura 3-1. Procedimiento de Obtención de Planes de Obra – Departamento de Prospectiva.

⁷Definido en Anexo: Metodología de la PET 2022.

Figura 7: Parámetros de optimización utilizadas por el CEN para conformar la co-optimización del plan de obra. (p. 49) [15]

4.1.2.2 Definiciones para la modelación en el largo plazo

En los softwares indicados son ingresados todos los datos relevantes del sistema, de tal manera que se represente el funcionamiento del sistema eléctrico de manera adecuada para la realización de los análisis deseados.

Dentro de los datos relevantes que se deben incluir en esta evaluación se tiene:

- ✓ **Bloques de Demanda:** Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtiene al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. Adicionalmente, los bloques definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERV.
- ✓ **Perfil ERV:** Las unidades ERV se modelan mediante un perfil horario de generación por zona, el cual se reordena de modo que la generación del parque que se desea representar sea coincidente con la demanda horaria del sistema.
- ✓ **Horizonte de evaluación:** El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2020 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se definen los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evalúa el desempeño del sistema de transmisión. Dentro de estos supuestos se encuentran:

- ✓ **Pérdidas de las Líneas y transformadores:** El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos.
- ✓ **Restricciones de Transmisión:** Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo con los proyectos considerados y a las limitaciones encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ **Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP:** Para la coordinación hidrotérmica en PLP, se utilizan 25 series hidrológicas históricas simuladas, de manera independiente (fase de operación/simulación), previa determinación de la aproximación de la Función de Costos Futuros (FCF) esperados para cada escenario (fase de optimización).
- ✓ **Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos:** Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ **Número de Series Hidrológicas:** 25, con información histórica de los últimos 25 años hidrológicos registrados.
- ✓ **Costo de falla de larga duración (CFLD):** Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°318/2017.

Página 49 de 272

Cabe agregar que la Etapa I secciona el problema de 20 años en etapas de 5 años cada una, mientras que la Etapa II lo secciona en etapas de 1 año.

Las modificaciones que el CEN necesitó aplicar con tal de velar por la seguridad corresponde a la alta penetración de ERV y por ello la necesidad del modelamiento dinámico de ciertas restricciones operacionales de detalle (R.O.). Destaca además que es necesario separar el problema en 2 etapas con tal de tener variables de inversión en transmisión en la primera y fijarlas posteriormente para así habilitar el alto nivel de detalle en restricciones operativas necesario en la segunda, lo cual es relevante para la seguridad. Además indica se utilizó distintas hidrologías que en la PELP con tal de investigar una serie hidrológica más representativa.

Lo anterior permite identificar que la base de datos de Diagnostico 2022 del CEN (b.d.) corresponde al modelo que se hizo en el CEN, basado parcialmente en las proyecciones de la PELP y considerando las modificaciones señaladas.

Esto es un resumen de las citas de Diagnostico 2022 disponible en Apéndice ??.

Luego, volviendo a la contextualizado de los resultados de la PELP, el Coordinador posterior a haber realizado un diagnostico de utilización a largo plazo y estudios eléctricos en PowerFactory, este diagnostico es dispuesto públicamente para que los coordinados del SEN realicen observaciones y propuestas preliminares para que luego el CEN realice una evaluación de la factibilidad técnica y económica y se emita una propuesta de expansión que recibirá la CNE (p. 36-37) [15]. Esta propuesta es evaluada en la CNE, en donde se toma en consideración la clasificación, tarificación y valorización de los sistemas de transmisión, y convoca una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, regido por el Decreto *N°37* (p. 9) [23], para emitir así un plan de obras contenido en un Informe Técnico Preliminar, discutido posteriormente en un Panel de Expertos en caso de apelaciones, y enviado finalmente al Min. de Energía para que se dicte su resolución, lo cual concluye el proceso de PET, que comienza con la información y supuestos que recopile la PELP, entre otros.

Se deja en Anexo citas extraídas del informe preliminar de la PELP [1] que muestran que la PET 22 y 23 poseen consideraciones distintas a la PELP en cuanto a hidrología empleada, restricciones operativas, y empleo de modelo de generación distribuida externa, lo cual da muestra de que son modelos distintos que no llegan a una misma solución, por lo que difieren en sus resultados.

3.1.2. Robustez de la solución

Un aspecto importante de la PELP es planificar óptimamente un SEN robusto, para ello se necesita un modelo que incluya:

- *Eventos de alto impacto y baja probabilidad*: sequía, alto costo de combustibles, desastres, etc.⁸
- *Resiliencia*: estabilidad (N-1, reservas primaria y secundaria, restricciones de rampa, inercia y corrientes de cortocircuito).⁹
- *Confiabilidad*: bajo LOLE.

A lo anterior, con respecto a la optimización, se propone lo siguiente:

- *Factibilidad de la solución*: que haya poca diferencia con respecto a un modelo exacto, y por ende de bajo gap.

⁸Esto corresponde a conformar escenarios cuyos factores sean a todo evento, al igual que el manejo de la incertidumbre.

⁹La PET incorpora esto en estudios eléctricos que retroalimenta a un modelo con horizonte de 20 años múltiples veces. Siendo los requerimientos de reserva secundaria, inercia y rampa dinámicos en función del despacho de ERV.

- Esto suele referir a la dualidad fuerte de la optimización, pero en este caso corresponde a la diferencia entre las funciones objetivos de un modelo exacto y un modelo simplificado de optimización.

- Optimización global: esto requiere modelos y solvers que aseguren convergencia y que esta sea en tiempo razonable y aplicable a la gran escala de un SEP y sus no linealidades.

- Evitar error de arrastre: esto se puede ver como evitar reducir el espacio solución del problema original a uno basado en una solución subóptima. Esto se traduce en buscar evitar que la solución de la PELP sea un plan de ingreso subóptimo en la PET; esto especialmente considerando la omisión de R.O. y la no realización de estudios eléctricos retroalimentados al plan de largo plazo, los que si serán considerados con detalle en la PET. Esto tiene relación con la diferencia en nivel de detalle que tienen ambos modelos debido a la escala de sus horizontes.

Exceptuando la sensibilidad frente a eventos de baja probabilidad (factores extremos y estocástica) y corrientes de cortocircuito, todos estos aspectos serán tomados en cuenta para discutir la robustez de la solución en discusión.

Se requiere exactitud y robustez de la solución con tal de proyectar adecuadamente la oferta energética y cumplir los requerimientos de la PELP.

- De ello depende saber qué líneas de transmisión priorizar, que habiliten un alto ingreso de nuevos proyectos de generación (posibles Polos de Desarrollo).
- Proyectar adecuadamente el ingreso de candidatos de generación y ESS, lo que permite anticipar correctamente en la PET futuras sobrecargas y congestiones que afecten el sistema eléctrico.

3.1.3. Modelo Eléctrico Ameba

Se destaca que la PELP incluye varios modelos internos de proyección de demanda y recursos distribuidos que interactúan iterativa y secuencialmente. Influenciado por ellos, está el modelo eléctrico realizado en Ameba, siendo el modelo de transmisión de flujos de transporte que en la PELP se considera lo cual se busca investigar.

Con respecto al modelo Ameba:

Este modelo resuelve de forma óptima un problema de planificación centralizada de largo plazo, el cual tiene por objetivo determinar las expansiones futuras tanto de la oferta de generación como de los refuerzos de transmisión necesarios, de manera de minimizar de forma conjunta el valor esperado de los costos de operación (costos de combustible y de falla) y de inversión (costos de capital y mantenimiento) del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo y tasa de actualización determinada. El modelo es capaz de reconocer endógenamente en su formulación, y de manera simultánea, las restricciones técnicas de la operación de las centrales eléctricas (como, por ejem-

plo, mínimos técnicos, requerimientos de reservas operativas, entre otros), el flujo de potencia en la red de transmisión considerando líneas AC y DC, los flujos de agua por cuencas hidrográficas para múltiples embalses, entre otros. (p. 51) [1]

En adición a lo anterior, se detalla conceptualmente las restricciones y función objetivo del modelo que emplea Ameba (p. 51) [1]:

Mínimo costo = Costos operativos + Costos de inversión + Costo de falla

Sujeto a:

- Restricciones técnicas de las instalaciones
- Restricciones operativas relativas a una operación segura del sistema eléctrico.
- Restricciones operativas asociadas a la operación de las cuencas hidrológicas.
- Restricciones de inversión.
- Trayectoria esperada de los niveles de los embalses
- **Costos operativos:** incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.
- **Costos de inversión:** costos esperados de inversión y COMA (Costos de Operación, Mantenimiento y Administración) anualizados de la expansión en generación, almacenamiento y transmisión.¹⁰
- **Costo de falla:** incluye el costo esperado por energía no servida, los déficit de seguridad del sistema y las restricciones energéticas.

3.1.4. Modelo PET Diagnostico 2022

Para realizar un modelo de la PELP, se utiliza el modelo en Plexos de la PET Diagnostico 2022 como base de datos (b.d.), esta contiene un plan de retiro e ingreso (de acuerdo a los del a PELP), información de la red, restricciones de reserva primaria y secundaria o de inercia que son modificadas, entre otros. Estos elementos a la vez dependen del escenario utilizado. Sus consideraciones difieren de los de la PELP, por lo que la siguiente tabla con los factores de cada escenario ayuda a entender el modelo previo a ser corregido:

¹⁰Es importante destacar que existe cooptimización de generación, transmisión y almacenamiento al mismo tiempo.

Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022						
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D	ESC E
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón y reconversión unidades Engie 2019-2025		SI	SI	SI	SI	SI
Descarbonización		PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021
Año descarbonización total PELP 2021		2035	2030	2030	2035	2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2021	CSP	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Alto
	Solar	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	Alto	Alto	Referencial
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
Costos de inversión sistemas de almacenamiento PELP 2021	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
	Baterías	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Alto
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo hidráulico	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
Reconversión Unidades a Carbón		Bat Carnot (x2) Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2)	Bat Carnot (x2)
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL
Costo de combustible GNL		Referencial CEN	Referencial CEN	Alto CEN	Alto CEN	Alto CEN
Estadística hidrológica		Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años
Demanda Energética		Base CEN	Base CEN	Alta CEN	Alta CEN	Alta CEN

Figura 8: Escenarios PET Diagnostico 2022 y configuración de factores que los componen. (p. 14) [4]

Por otra parte los Escenarios de la PELP corresponden a los siguientes:

Grupo	Factor		Recuperación	Carbono Neutralidad	Transición Acelerada
Externos	Crecimiento económico		Bajo	Medio	Alto
	Precio de combustibles fósiles		Bajo	Medio	Alto
	Disminución de costos de tecnologías ERNC		Disminución lenta	Disminución media	Disminución rápida
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI		NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana	Disminución substancial uso de leña, la que queda es seca
		Calefacción distrital	Base	Medio	Alto
		Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
		Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings
	Precio al carbono		Bajo	Medio	Alto
Nuevas tecnologías	Electromovilidad		Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad
	Hidrógeno verde (H2V)		Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde
	Almacenamiento en SEN		Medio	Alto	Alto+
	Sistema energético + descentralizado /rol del usuario	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda	Gestión climatización	Gestión horaria EM	Gestión inteligente EM
		Producción de H2V	Antofagasta y Magallanes Bajo producción on-grid Exportación baja	Antofagasta y Magallanes Media producción on-grid Exportación media	Gestión climatización Descentralización, con más puntos de producción en el país (Antofagasta-Valparaíso-Biobío-Magallanes) Alta producción on-grid Exportación optimista
Eficiencia energética	Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)		No	Sí	Sí
	Uso eficiente en CPR		Ley EE	Ley EE+	Ley EE + y Net zero buildings
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería		Ley EE	Ley EE+	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices
Operación del SEN	Uso del gas y diésel		Sin restricciones	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO2
	Cierre de carboneras		Actual (2040)	Acelerado (2035)	+Acelerado (2030)
Integración internacional	Importación/exportación de energía		Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos

Figura 9: Escenarios PELP Informe Preliminar 2023-2027 y configuración de factores que los componen. (p. 48) [1]

Tomando el escenario Carbono Neutralidad (C.N.) como un escenario de supuestos intermedios, se escoge este escenario para realizar la sensibilidad con respecto al modelo de transmisión. Simular otros escenarios ayudaría a ver la sensibilidad en diferentes situaciones pero se evita con tal de no extender demasiado la investigación. Por lo anterior, tomando el escenario C.N. de la PELP como referencia, se utiliza la b.d. para emplear solo aquellos factores que se acerquen a los supuestos del escenario PELP Carbono Neutralidad.

Tabla 2: Factores de la PET empleados coherentes con la PELP, escenario Carbono Neutralidad (PELP - C.N.).

Factor	PELP-C.N.	Escenarios PET 2022
Mitigación GEI	NDC y C.N. 2050	A,B,C,D,E: PELP 2021
Uso de gas y diesel	Centrales existentes	D,E: Limita expansión de: CC GNL, Hidro, Geotermia, Bombeo-2028
	Sin limitar emisiones	
Cierre y reconversión de carboneras	2035	D: 2035, Sin reconversión GNL x2

Como se observara más adelante en las figuras de capacidad instalada y de generación proyectada de la PELP para C.N. (Figuras 55 y 59), en la PELP-C.N. no existe una expansión de centrales en base a GNL y en hidroeléctricas, lo que coincide con los escenarios D y E de la PET.

Adicionalmente, la PET limita la expansión geotérmica y levemente limita la expansión solar en el centro para todos los escenarios; y ya que es para todos los escenarios, se considera que la PELP también tiene este supuesto ya que se basa en ella. De igual forma, todos los escenarios de la PET consideran ingreso de bombeo hidráulico solo desde 2028; y todos, excepto A, habilita CSP desde 2028 (inclusive), lo que se ve en la capacidad instalada de la PELP, Figura 55, se cumple, con ingreso inmediato en ese año de CSP.

En conclusión, el escenario D se acerca bastante a la PELP-C.N., por lo que se emplea este en conjunto a tomar los precios de combustibles de la PELP, su demanda y sus costos de inversión por tecnología.

Con respecto a los precios de combustibles y costos de tecnología, al igual que la PELP, se emplea Medio y Dism. Media respectivamente, lo que es proporcionado por correferentes. A lo anterior se agrega un impuesto a las emisiones de CO₂ equivalente que fue estimado en esta memoria dado que no se hallaba en la b.d.

El resto de los parámetros se discute más adelante con mayor detalle en su propia subsección, tales como las ESS, la demanda empleada, los candidatos de transmisión, el número de bloques por mes y paso de simulación.

3.1.5. Polos de Desarrollo

En una provincia que no haya sido declarada Polo de Desarrollo (Polo), sera necesario la construcción de líneas dedicadas que conecten los proyectos de generación con el resto del sistema eléctrico, lo que sera planificado y desarrollado por las respectivas empresas. En un caso óptimo estas actuaran de manera conjunta para utilizar el territorio de manera eficiente, lo cual tiene beneficios económicos y ambientales. Sin embargo, hay territorios en que podría requerirse una planificación desde el Estado para promover eficiencia, ordenamiento y competencia en la conexión de proyectos renovables a la red eléctrica. En provincias que sean declaradas Polo de Desarrollo, según la definición de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se realizará en

primera instancia una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) que permita definir las mejores soluciones sustentables para la conexión de proyectos de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. Tras ello, dichas provincias quedan habilitadas para que la Comisión Nacional de Energía (CNE) pueda planificar y proponer soluciones de transmisión que permitan conectar la generación renovable con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de la mejor manera posible, haciendo un uso eficiente de la transmisión, y un uso eficiente y sustentable del territorio, así como promoviendo mayor competencia en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica al promover inversiones renovables en zonas y/o áreas que apunten a la sustentabilidad. Una línea de transmisión diseñada de esta forma presentará atributos que la harán más eficiente para el pago de los proyectos que la utilizan y para la tarifa resultante de los clientes: economías de escala y reduciendo el riesgo de congestión. Un sistema de transmisión para Polos se planifica desde el Estado, se construye mediante licitación, y una vez que los proyectos renovables se van conectando, se les van endosando los costos de transmisión en prorrata de la capacidad utilizada y la capacidad total de la línea de transmisión. (p. 161-162) [1]

Seleccionar los Polos de Desarrollo viene primero de sondear las áreas disponibles en Chile que tengan recursos para la generación (radiación, viento, etc.) cuya disponibilidad también depende de factores sociales, ambientales y territoriales, lo que incluye una participación ciudadana ¹¹ en cuanto a que áreas se debe evitar explotar, lo que reduce también el riesgo e inconvenientes para los proyectos de generación que se interesen en establecerse aquí. De este resultado, se cuantifica y localiza áreas con potencial de generación que serán ingresados en la base de datos como potencial de generación. Luego de esto se identifica áreas candidatas a Polos de Desarrollo de Generación en base a criterios que responden a dos dimensiones: la dimensión Social-Ambiental-Territorial, y la dimensión Económica-Tecnológica. (p. 165) [1]

A modo resumen, estos consideran:

- Identificar zonas con bajas consecuencias sociales-ambientales.
- Priorizar provincias con retiro de centrales a carbón con tal de mantener empleos.
- Proyección de demanda y generación.
- Proyectos aprobados con RCA, licitación de terrenos fiscales o solicitud de acceso abierto al Coordinador.

Dependiendo la proyección de generación y demanda de la solución del modelo de planificación, lo que orienta también la expansión de la generación y transmisión a licitar a futuro. Exclusivamente este aspecto se revisara en esta memoria, en particular el efecto del modelo de transmisión. Se podría considerar además que tanto el retiro de centrales a carbón, los proyectos con RCA, licitación de terrenos y solicitud de acceso también son influenciados por la planificación, la b.d. y las proyecciones

¹¹Hubo un segundo bloque de talleres en donde se discuten y proponen territorios/provincias como candidatos a Polos de Desarrollo con participación de 138 personas. (p. 23) [1].

que genere la PELP y la PET, dado que el diagnostico que realiza el Coordinador puede ser interpretado para orientar futuras licitaciones y propuestas de expansión.

En general la selección de los Polos de Desarrollo depende de los candidatos de generación y transmisión seleccionados en la planificación; esto a su vez depende de la prioridad y urgencia de estos candidatos, lo que se ve en el año de ingreso en la solución; sin embargo, como se explica más adelante, como simplificación se emplea una formulación estática en vez de dinámica como la PELP, lo que dificulta concluir sobre la urgencia de los proyectos de transmisión.

Luego de esto, los Polos de Desarrollo escogidos están sujetos a una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), la cual busca de manera flexible, con apoyo del Ministerio de Medio Ambiente y otras instituciones, definir Estudios de Franjas.

Economías de escala

Las economías de escala en transmisión corresponden a utilizar tensiones más altas que permitan reducir las pérdidas y aumentar el flujo de forma cuadrática, aumentando los costos no en la misma proporción, por ejemplo doble circuito en una misma estructura o criterio N-1; y manteniendo costos relativamente fijos de: franja, montaje, estructura, costos indirectos, entre otros [29]. Esto permitiría reducir el costo total del sistema en caso de agrupar varias generadoras en una franja o tramo en vez de varias líneas dedicadas, reduciendo así los costos, tiempos de conexión y riesgos de conexión al sistema, los cuales se traspasan a los consumidores.

Reducción del SEN

Por otra parte la referencia [19] discutida en la sección de modelo de transmisión, la cual compara modelos de flujos AC con DC, indica que se tenga especial cuidado en utilizar todos los nodos que detallen flujos -nacionales- en la optimización, evitando tener nodos equivalentes que puedan tener congestiones internamente en las subestaciones que representen, especialmente si las líneas y nodos representados por nodos equivalentes ofrecen un camino de baja impedancia. Adicionalmente es importante prever congestiones en líneas paralelas a nodos nacionales que no se estén simulando pero que en la realidad significara limitar a la línea principal para evitar daños en la congestionada. La referencia además indica que es innecesario simular líneas radiales que no tienen flujos *nacionales*, esta ultima observación puede ser ambigua, ya que no se define exactamente qué es un flujo nacional, pero se puede interpretar como flujos que no tendrán futuras congestiones internas por reducir a un sistema equivalente.

Esto podría verse reflejado en la manera en que se computan los flujos máximos de las líneas en la PET, dado que, como se menciona en el Anexo de la PET [36], las capacidades efectivamente corresponden a las capacidades N-1 del sistema en 500[kV] en conjunto al funcionamiento del sistema en 220[kV]. Comentándose, efectivamente, que el sistema de 500[kV] tiende a llegar a su limite antes que el sistema de 220[kV] por tener menor impedancia. Esto no se profundizara, pero vale mencionar que tiene relación con la exactitud de los flujos y las sobrecargas en la PELP la representatividad de la reducción del SEN.

En el caso de un eventual Polo de Desarrollo, suponiendo que se conecta de forma radial a una subestación principal del sistema, en base a la referencia [19], se debe evitar posibles congestiones internas en aquellos nodos equivalentes del sistema reducido, para tener flujos DC más exactos[19].

Recordando que a la PELP le sigue la PET, la simulación de la -Operación Económica de Largo Plazo- forma parte del proceso de optimización de la PET mostrado en el diagrama de la Figura 78. La PET solo ve parámetros técnicos y costos (emisiones, CAPEX, OPEX), siendo posteriormente evaluado otros aspectos de factibilidad y estudios eléctricos de detalle dentro del proceso, dejando para el final el estudio de franjas de solo aquellas líneas que se necesiten. Es un desafío representar numéricamente en este problema de optimización los estudios territoriales-ambientales-sociales-económicos-tecnológicos (p. 165) [1] de aquellas áreas que sea más atractivo/inocuo desarrollar nuevos proyectos de transmisión, lo cual se realiza en la PELP, previo a la PET. Este es el motivo de crear los Polos de Desarrollo, anteponer previo a los estudios del CEN y la CNE una etapa similar al estudio de franjas (EAE) focalizado a coordinar nueva generación, con tal de evitar realizar estudios eléctricos y evaluaciones de proyectos en zonas de alto impacto en primer lugar.

Definición de polos de desarrollo en otros países

Australia: Conocidos como “Renewable Energy Zones”(REZ), se define zonas eficientes en que se localice subestaciones que combinan ESS, múltiples tecnologías, proyectos de energía renovable, y transmisión en alta tensión. Indicando que se beneficia de economías de escala, mayor uso de instalaciones, mayor competencia, confiabilidad; y beneficios a las comunidades a través de una planificación estratégica-territorial, mayor participación y beneficios económicos ó mejora de infraestructura (carga en la aplicación de proyectos). También permite acercar la generación a la demanda y mejorar la competitividad en industrias de alto consumo eléctrico en estas zonas. La regulación busca que empresas compitan y demuestren uso de suelo compatible con la agricultura o generar empleos locales, con especificaciones de capacidad total por zona, por tipo de tecnología y claridad del proceso para las empresas interesadas. A estas empresas se les asegura un ingreso mínimo a través de contrato en un horizonte de 33 años que les permitirá facilitar financiamientos. Estas zonas además ofrecerán menor riesgo de vertimiento o congestión, limitando este a no más de 3,86 %, y promete reducir costos por modificaciones a la red y reducir tiempos de ingreso de proyectos al coordinar el acceso¹² en comparación a la licitación de acceso abierto tradicional. Este modelo se propuso y fue consultado desde 2021, y fue abierto a postulaciones a principios de 2024 en Australia.

3.1.6. Parámetros de líneas de transmisión

El diseño de líneas de transmisión se escapa de los objetivos, pero es necesario identificar los parámetros de las líneas de transmisión a implementar con exactitud. Para ello se reúne en esta subsección distintas fuentes y hechos que definen la potencia de una línea de transmisión.

¹²Access schemes.

En primer lugar, en el Diagnostico y Propuesta de la PET 2022, se identifica que el tramo de 300[km] Entre Riós-Ciruelo presenta congestión y se propone una línea doble circuito en 500[kV], quedando pendiente realizar estudios sistémicos que son realizados en [45]. En dicho apéndice, se complementa la propuesta de expansión de transmisión 2022 y se realiza estudios sistémicos para esta obra. Analizando dicha línea desconectada del sistema y en condición de vacío, se determina la necesidad de reactores shunt en cada extremo de 175[MVAr] para reducir los niveles de tensión en vacío y mantenerlos bajo 1,03pu (límite estacionario para condición normal en 500[kV]) en el extremo receptor; lo cual se realiza considerando 1,03pu en el extremo emisor, la situación más crítica. Adicionalmente, y ahora simulando la línea en conjunto al resto de obras propuestas, se simula el año 2025 bajo escenarios identificados de bajo y alto flujo (15 y 1400 [MW] respectivamente a través de la línea evaluada), identificando que los niveles de voltaje exceden la norma, por lo cual nuevamente se agrega un reactor shunt de 150[MVAr], esta vez solo en la subestación Ciruelos, a causa del efecto que tiene el sistema sobre la tensión en esta línea. Luego se considera la inclusión de compensación serie capacitiva de aprox. 30 % de la reactancia serie en cada extremo de la línea con tal de amortiguar oscilaciones en base a literatura, lo cual se comprueba reduce la excursión angular de estas en 25° grados efectivamente, con un peak de 96,5° grados, y reduciendo el ángulo inicial de 55° a 50°, por lo cual, en conjuntos a los reactores de línea, se incluye en el costo de la línea para su evaluación económica, la cual se repite en base a una evaluación económica con optimización hidrotérmica y verificando que se mantiene el beneficio neto para los 5 escenarios considerados. A lo anterior se agrega que el ingreso de esta línea en el sistema causa que el tramo Alto Jahuel-Ancoa, también en 500[kV], aumente su flujo y cause congestión durante el 20 % del periodo analizado. Sin embargo, considerando el ingreso posterior de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre y el ingreso de compensación síncrona, se identifica que el tramo Alto Jahuel-Ancoa aumentaría su límite de transferencia desde aprox. 3200[MW] a 3840[MW], lo que muestra la relevancia de realizar estudios sistémicos con flujos de potencia para determinar la capacidad de transferencia real de las líneas, lo que no se puede identificar empleando simulaciones con flujos DC por si solo en Plexos. Lo anterior, muestra cómo se evalúa una línea de 500[kV] y su impacto en el sistema en la Propuesta de 2022 del CEN, lo cual sirve como antecedente.

En la Propuesta de la PET 2022 [45] también se identifica congestiones en líneas de transmisión nacionales asociadas a límites operacionales, lo cuales corresponden efectivamente a límites por caída de tensión admisible y por límite impuesto por CCSS en algunas líneas, correspondiente al límite de corriente de la compensación capacitiva serie que tienen.

A lo anterior se agrega la necesidad de realizar estudios dinámicos de estabilidad que identifiquen contingencias críticas y con ello transferencias máximas N-1, que también modifiquen los parámetros de transmisión a implementar en el problema, lo cual en el Coordinador también se investiga.

La referencia [24] demostró la posibilidad de reducir los costos de inversión en transmisión en base a la optimización de compensación shunt capacitiva, por lo que se demuestra que la optimización de reactivos puede mejorar la capacidad de flujo de las líneas de transmisión mediante la compensación de sus reactivos

y manteniendo así los niveles de tensión en norma. Por este concepto, el uso de condensadores sincrónicos también facilita aumentar los límites de transferencia de las líneas gracias a su aporte de reactivos.

Utilizar factores de potencia capacitivos reduce la caída de tensión mejorando la capacidad de la línea pero aumenta las pérdidas, ya que la magnitud de corriente aumenta. En base a 1 referencia que evaluaba límites por caída de tensión, estabilidad angular y por pérdidas suponiendo un costo de energía, uso promedio de la línea y costo de líneas de transmisión, las pérdidas admisibles por año era el límite más laxo, por ello: la evaluación económica de las líneas tiende a ser con respecto a la potencia que permite transmitir, ya que las pérdidas no son el factor decisivo. Por lo anterior, si se emplean factores de potencia capacitivos y la caída de tensión es menor, estos límites se pueden acercar (depende de supuestos).

El límite por caída de tensión en la capacidad de las líneas es común en líneas de mediana distancia, recordando que para líneas de corta y larga distancia se tiene límites térmicos y de estabilidad angular respectivamente, lo que fue reconocido en lo que se conoce como las curvas de St Clair. Posteriores investigaciones al respecto [46][47], las cuales también profundizan en la posibilidad de un límite por porcentaje de pérdidas admisibles en la línea (menos exigente que los otros límites para el caso analizado), muestra que estos límites disminuyen importantemente para menor factor de potencia que tenga la carga, en caso de evaluarse un sistema aislado, lo que resalta la importancia de los reactivos y de su compensación para maximizar la capacidad de una línea de transmisión. Por otro lado, estas referencias no consideran líneas de doble circuito de 500[kV] como las presentes en el SEN, y considera que los límites por caída de tensión con tensión de 1pu en el receptor son de 5 % ($V_e - V_r$), lo cual es más holgado que lo que permite la norma chilena (1.03 a 0.97pu) para 500[kV], en caso de considerar 1pu en el receptor, sin tener en cuenta que este receptor será la fuente de otra línea. Además, cabe mencionar que los límites de caída de tensión presentados consideran la máxima potencia hacia el receptor con este teniendo 1pu de tensión y, en el caso más favorable, el emisor con 1.05, por lo que cuando se encuentre la línea inmersa en el SEN, no necesariamente se dará esta condición y la capacidad de la línea, respetando los límites de tensión de (1.03 a 0.97pu) para 500[kV], por ejemplo, serían menores a los presentados.

A lo anterior también se agrega que los límites de margen por estabilidad angular estacionaria de $\delta_{max} = 40^\circ$ correspondiente a un margen de 36 % con respecto a la potencia máxima para una línea de doble circuito en 400[kV] [47], podría aliviarse con el uso de condensadores serie. Este ángulo límite para esta línea de 400[kV] es menor al ángulo visto en el caso de la evaluación de la obra propuesta en 500[kV] Entre Rios-Pichirropulli, donde se analizó con un mayor ángulo (50°) en estado estacionario ya compensada en serie con condensadores ante oscilaciones (55° sin compensación), a pesar de ser una línea de menor reactancia en pu como es el caso de una línea en 500[kV], y por ende menor ángulo máx. por estabilidad angular.

Adicionalmente, se reconoce en [48] que la transmisión de reactivos a larga distancia no es eficiente, por lo que el estudio que realiza centrado en la compensación reactiva shunt para el control de tensión no considera líneas de larga distancia. Por este motivo se argumenta no es necesario considerar modelos de línea larga en

su análisis. En otras palabras, se puede interpretar que la compensación por otras alternativas es más adecuada, como son los casos analizados anteriormente, donde se consideraba la implementación de compensación reactiva con condensadores sincrónicos o STATCOMs para escenarios de baja inercia y alta demanda en un futuro cercano (2025 y 2030). Suponiendo cierto que la transferencia de reactivos a larga distancia es ineficiente, considerar factores de potencia bajos para líneas de larga distancia no sería recomendable dado que sería más eficiente compensar las líneas que diseñar líneas de, a modo de ejemplo, mayor capacitancia o menor reactancia (lo que caracteriza la impedancia característica y su desempeño reactivo), por lo que se podría considerar factores de potencia cercanos a la unidad por este motivo para largas distancias considerando que sus reactivos serán compensados por otros medios más eficiente.

Por lo anterior, si se desea proponer líneas de transmisión en base a la solución de la PELP considerando solo el flujo de activos, se debe realizar estudios de capacidad para distintos diseños de líneas de transmisión en 220 y 500[kV] que cumplan con los límites térmicos para una temperatura ambiente supuesta para la zona según el mes al que corresponda el flujo y para una caída de tensión acorde a la norma chilena.

Otro concepto que considerar es que en [46] se observa se llega a límites de tensión cercanos a los límites térmicos para líneas de media distancia si estas son compensadas reactivamente de tal manera de cumplir con el límite de caída de tensión. Esto tiene relación con el ahorro en la inversión en líneas de transmisión mediante compensación shunt y con el hecho de que, con el ingreso de compensación sincrónica y la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre aumenten los límites de capacidad de la línea Alto Jahuel-Ancoa de 3200[MW] aprox. a 3840[MW].

Adicionalmente, con respecto al diseño de líneas de transmisión, se tiene que, para líneas de 1 circuito, la inductancia y capacitancia dependen de las distancias geométricas y el radio externo o geométrico de sus conductores. Aumentar la sección y R.M.G. de sus conductores aumentaría los límites de corriente y reducirá la inductancia por kilómetro, aumentando a su vez la capacitancia de las líneas. Esto causa mayores campos electromagnéticos a nivel de suelo por lo que se debe aumentar la altura de la línea para evitar superar límites establecidos por norma. Por otra parte, aumentar el R.M.G. o número de conductores por fase aumentaría el peso de cada fase, lo que, junto a tener una estructura más alta, requeriría mayor costo implicado en la estructura por kilómetro. Por otro lado, aumentar el número de conductores por fase tiende a reducir el gradiente del campo eléctrico, y por ende facilita reducir las pérdidas por efecto corona y la distancia entre fases, o bien facilita aumentar los niveles de tensión. Este análisis se desalinea del foco de la investigación, por lo que el desarrollo realizado en esta memoria se limita a solo emplear diseños de líneas existentes en la base de datos del Coordinador, lo cual es lo más práctico ya que solo se utiliza diseños que cumplen con la norma actualmente y son económicas de construir históricamente. Esto para factores de potencia y caídas de tensión representativas, lo que siempre se debe corroborar con flujos AC.

Con respecto a los reactivos necesarios para compensar los factores de potencia, en la PET 2022 se hace uso de los escenarios más exigentes, curvas p_v/q_v , contingencias, y análisis de requerimientos de reactivos y propuestas de compensación. Esto se

escapa de un flujo DC en Plexos, y da cuenta de que el factor de potencia definitivo con el que funcionaran las líneas de transmisión se debe comprobar realizando flujos AC, en conjunto al análisis de la compensación, que facilita mejorar los límites de potencia de las líneas (aliviando las caídas de tensión por flujo de reactivos) y reducir las pérdidas (disminución de la corriente). También en la p. 161 también se indica que hay congestiones en el sistema en 500[kV] a causa de los límites de corriente de la compensación serie, común en este sistema.

3.2. Desarrollo

Simular y verificar el modelo realizado en PLEXOS al comparar sus resultados con los del proceso actual realizado en AMEBA.

Indicado por los correferentes y por lo investigado, se puede considerar que la base de datos del Coordinador para el Diagnostico de la PET 2022 utiliza una base de datos similar a la empleada para a PELP con consideraciones levemente distintas, por lo cual se utilizara esta con tal de realizar simulaciones simplificadas de la PELP. Esta base de datos se encuentra en Plexos versión 8.1. Plexos solo puede realizar flujos de transmisión DC y de transporte, por lo que esto es un primer paso para así realizar un modelo similar fuera de Plexos que se pueda desarrollar en un computador personal.

Se requiere considerar múltiples aspectos que deben ser implementados en Plexos, los que serán explicados a continuación. A modo resumen de estos aspectos, y comparándolos con los de la PELP en Ameba en su modelo original, se puede revisar la siguiente Tabla:

Tabla 3: Resumen de aspectos fundamentales para el modelo realizado en Plexos. Se realiza una comparación entre lo que se realiza en la PELP en Ameba y lo que se realiza en esta memoria en Plexos.

Categoría	Característica	PELP - Ameba	PELP - Plexos
Optimización	Modelo eléctrico	Único	
Emissiones	Impuesto CO2eq	2021-2050	2050
	Emissiones totales	C.N. 2050	
Demanda	Electromovilidad, producción H2	Optimizada externamente	No optimizada
	Bloques por mes	24	
Expansión generación	Tecnologías diésel y gas natural	Solo existentes	
	Tecnologías hidroeléctrica, geotermia y solar	Expansión limitada	
	Programación expansión	Dinámica 2021-2050	Estática 2050
Costos	Combustibles	Disminución media	
	Tecnologías de generación	Disminución media	
Hidrología	Año considerado	98-99 (Seca)	98-99 (Seca)
Restricciones operacionales	Nivel de detalle	Inercia y reserva primaria estáticas, reserva secundaria dinámica	
Expansión de transmisión	Cooptimización	Sí	Solución cargada
	Modelo de transmisión	Transporte	Transporte y DC
	Candidatos de transmisión	Expansión lineal por segmento de potencia	Solo transformadores
	Tecnología HVDC	Solo Kimal-Lo Aguirre	Sin Exp.
Expansión de almacenamiento	Candidatos de almacenamiento	Carnot, BESS, Bombeo	BESS, Bombeo

3.2.1. Reducción del SEP

Con tal de tener un sistema similar al utilizado en el informe preliminar de la PELP, se carga sus subestaciones en Plexos. Dado que tener más nodos aumenta tiempos de simulación, la PELP reduce el SEN a las subestaciones principales del SEN.

Dado que el informe preliminar PELP 2023-2027 (Ag-2021) no proporciona un esquema del sistema reducido, se elabora uno en base a la reducción del SEN empleada en los informes de actualización de antecedentes (IAA) de la PELP 2021, 2022, 2023, y las subestaciones presentes en los inputs de Ameba de la PELP 2023-2027, lo que se muestra a continuación:

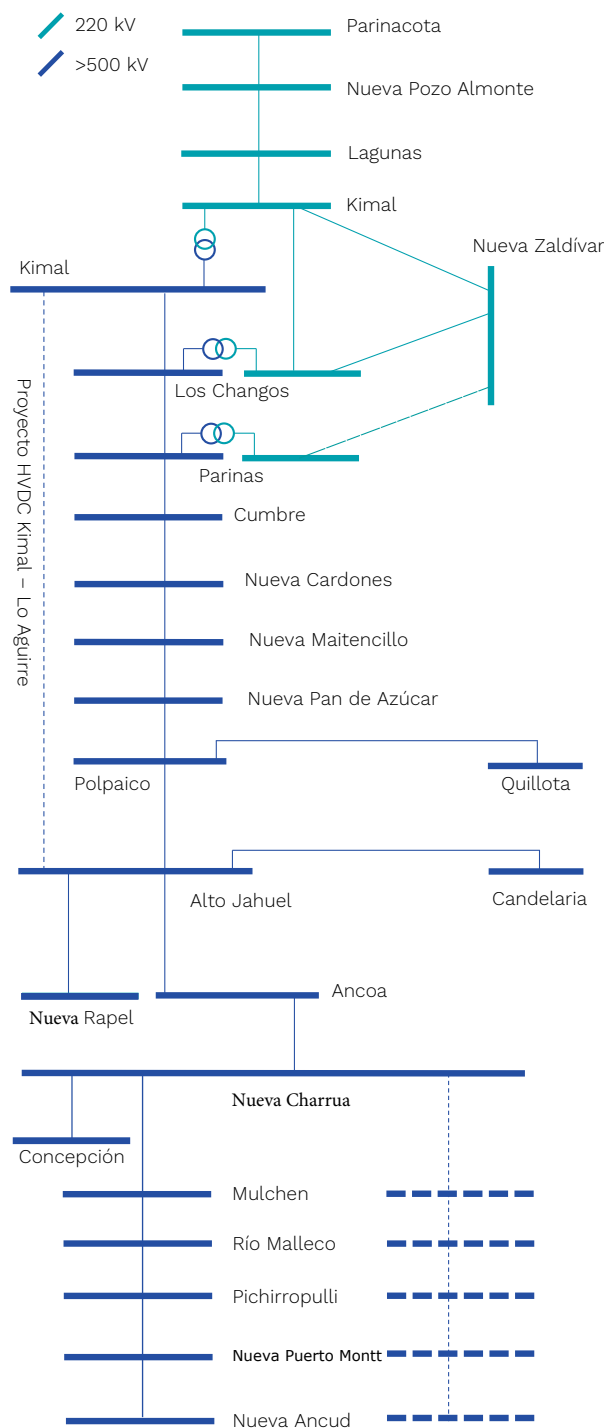


Figura 10: Sistema reducido del SEN en la PELP. Incluye modificaciones de elaboración propia. Fuente: (p. 22) [37]

A pesar de que tanto el Coordinador como el Ministerio de Energía modelan el mismo sistema, es destacable que el sistema reducido identificado en la Base de Datos de Diagnostico 2022 del Coordinador (PET 2022) no coincide con el de la PELP:

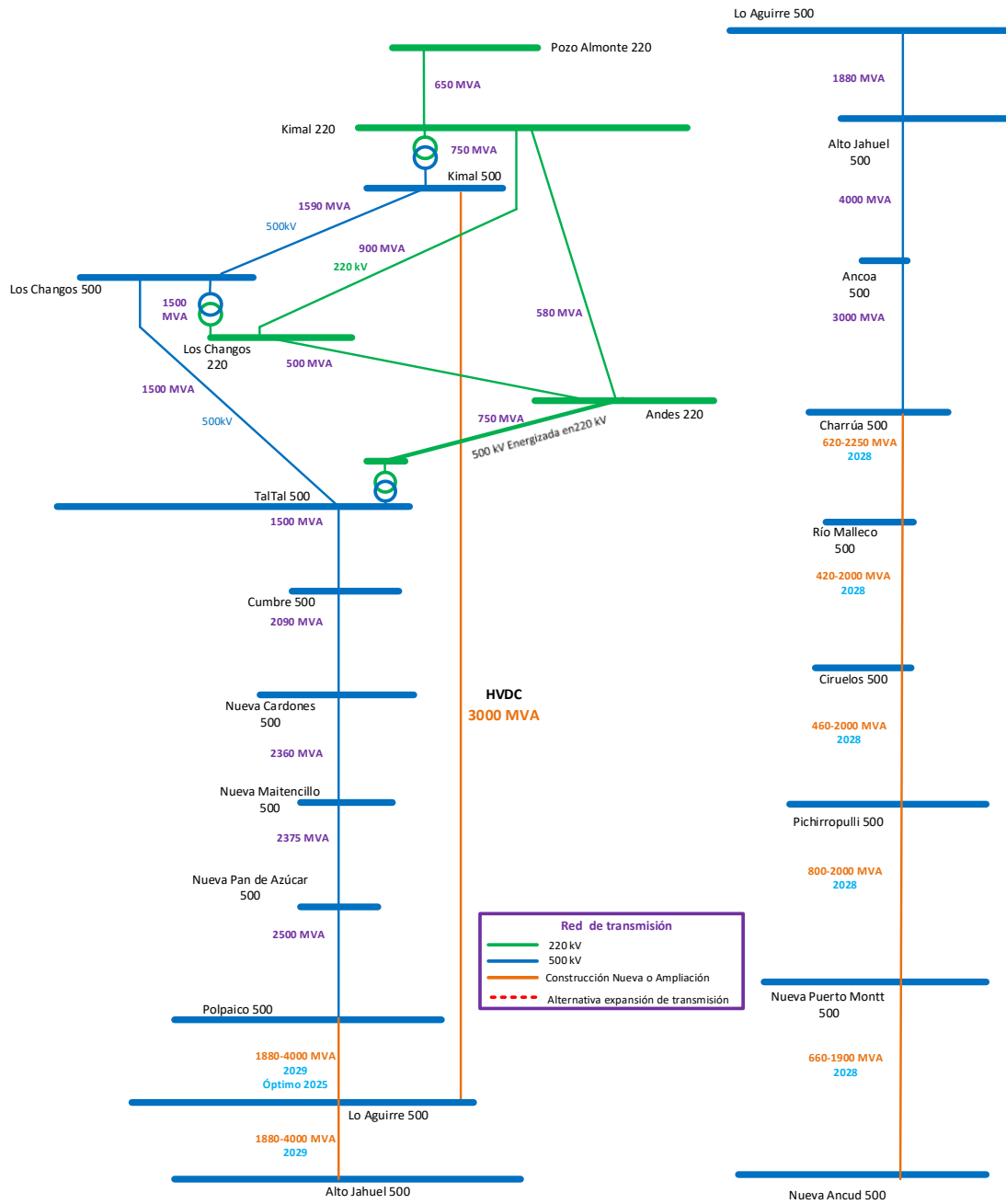


Figura 11: Sistema reducido del SEN, PET 2022. Fuente: Apéndice 1, PET 2022. (p. 77) [36]

Presentes en ambos sistemas (solo en PET)	Solo presentes en PELP (en PET)
NuevaPozoAlmonte220	Parinacota220: r. NuevaPozoAlmonte220
Kimal220	Lagunas220: s. NuevaPozoAlmonte-Kimal
LosChangos220	NuevaZaldivar220: (Andes220)
Cumbres500	Parinas500: (Tal Tal500)
NuevaCardones500	NuevaRapel500: r. AltoJahuel500
NuevaMaitencillo500	Quillota500: r. Polpaico500
NuevaPandeAzucar500	Candelaria500: r. AltoJahuel500
Polpaico500 (Lo Aguirre500)	Concepcion500: r. NuevaCharrua
AltoJahuel500	Mulchen500: s. NuevaCharrua-RioMalleco
Ancoa500	(Ciruelos500): s. RioMalleco-Pichirropulli
NuevaCharrua500	
RioMalleco500	
Pichirropulli500	
NuevaPuertoMontt500	
NuevaAncud500	

Tabla 4: Lista de nodos en los sistemas reducidos de la PELP 2023-2027, PET 2022 y coincidentes. r.:radial, s.:subseccion.

Esto implica sustituir transformadores¹³ por líneas y aumentar a 500[kV] los niveles de tensión en Rapel, Quillota, Candelaria, y Concepción hacia el sur.

Aquellos nodos solo presentes en la PELP corresponden a subestaciones radiales o subsecciones de líneas cuyos nombres no están en el reducido de la PET. Por ejemplo, en la PET 2022 existe Quillota 110 y 220, pero no 500, lo que se interpreta son nodos equivalentes de la zona proyectados a futuro en 500[kV]. También se destaca que la PELP hace uso de la S/E Alto Jahuel 500 y no de la S/E Lo Aguirre 500 para la conexión de la línea Kimal-Lo Aguirre HVDC, de alta relevancia.

Para emular la PELP:

- Se mantiene las subestaciones en común con sus elementos originales.
- Se agrega aquellas subestaciones de la PELP que hacen falta.
- Se descarta subestaciones que solo están en la PET (reasignando sus elementos a los nodos adyacentes en la PELP).

- En un principio, las centrales existentes se reasignaron investigando la ubicación de cada central y reasignando a la S/E más cercana usando el Geo Portal CNE. Luego los correferentes entregaron los archivos necesarios y se corrigió.

- Los generadores candidatos de la PET difieren de los de la PELP, teniendo perfiles de generación distintos. En un principio, se opto por utilizar los de la

¹³Al igual que la PET, no se considera el uso de sus taps y desfases.

PET debido a que son basados en la PELP IAA 2021, y resultado evidente en su mayoría la subestación a reasignar, ya que tienen igual nombre que el nodo equivalente de la PELP desde donde provienen, sin embargo, dada la diferencia en diversidad de perfiles de generación de las centrales candidatas en la PELP 2023-2027 con respecto a las de la PELP 2021, lo que repercute en los perfiles de generación de la solución a cargar, se optó por cargar las centrales candidatas de la PELP 2023-2027 exactas (y sus perfiles asociados). Dado que las centrales de la PET y de la PELP tienen nombres ligeramente distintos, esto dificulta hacer coincidir los perfiles de manera manual, por ello se volvió necesario anular las centrales cargadas y verificadas anteriormente y crear nuevas centrales con los perfiles exactos.

3.2.2. Demanda y horizonte

La PELP en esta oportunidad consideró una modelación de un día típico por mes con una resolución horaria (p. 112) [1]. La demanda presente en la b.d. es igualmente de 24 horas típicas por mes, pero en particular considera la demanda de forma interpolada y escalada¹⁴ en 28-30 bloques cronológicos asignados a cada día del mes para un horizonte de planificación de 20 años (p. 39) [41]. Con tal de implementar la demanda de la PELP en Plexos, se utilizó el mismo procedimiento, lo que causó que despachos diarios de cada mes estén distribuidos a lo largo del mes en 28-31 días. Esto era necesario para evitar modificar perfiles de riego y afluentes que dificultaría compatibilizarse con los de la PELP. Originalmente se empleó una reducción de la demanda mediante el método Fitted: Weighted Least-squares Fit disponible en Plexos al igual que la b.d., empleando 16 horas mensuales en vez de 8 como estaba configurado en la PET (lo que se debe a que la PET simula 20 años en vez de 1). Esto perjudica la representatividad de los bloques de demanda dado que esta configuración prioriza dar mayor resolución a los periodos de mayor demanda en vez de los de menor demanda. Esto se observó además no era compatible con la manera en que estaba configurada la base de datos del Coordinador. Se constató que realizar esta interpolación causa que los perfiles de generación y de demanda no sean fielmente reducidos a 24 periodos por mes si es que no se utiliza 30 periodos por mes, causando generación solar nocturna, pérdida de exactitud en perfiles eólicos y de demanda, y acople energético entre días típicos de meses distintos (cargar por ejemplo generación solar 31 veces en enero y descargarla 28 veces en febrero o parte en marzo). Por ello, el trabajo anterior se deshizo y se optó por modificar la manera en que se ingresaban los archivos de demanda y perfiles para que no ocurra la pérdida de información y no se acoplen energéticamente los meses, salvo los embalses que consideran un estado de volumen final al fin de cada mes que se optimiza mensualmente. Las ESS por otra parte se optimiza un valor fijo para todos los meses dado el acople que hay entre días de un mismo mes que se configura para que vuelva al estado inicial en cada mes/año.

A continuación se muestra el efecto de usar 30 periodos por mes a modificarlo a 24 para una misma solución (no representativa de los resultados finales), lo cual, debido a la manera en que se ingresa la información, significa acoplar y no acoplar

¹⁴Dado que la b.d. de la PET en Plexos está configurada para ingresar la demanda como un equivalente diario en MWh, se ingresa la demanda horaria escalada por 24 en cada día del mes respectivo.

energéticamente días típicos y beneficiar reducir los costos marginales virtualmente:

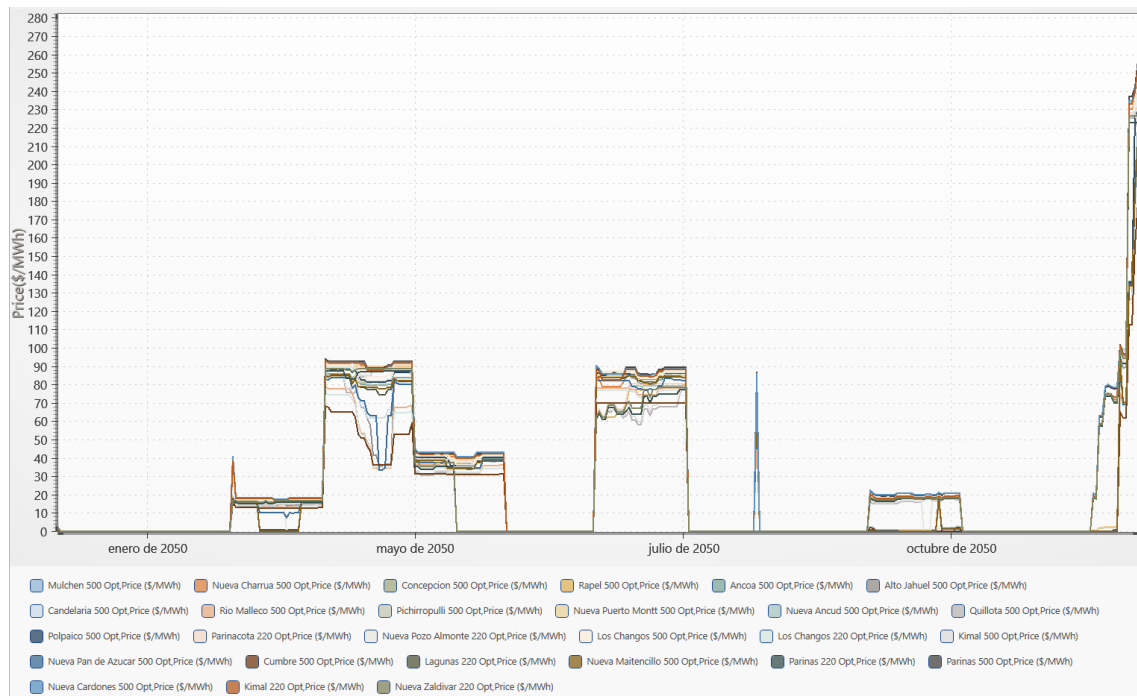


Figura 12: Costos marginales para una idéntica solución de la PELP utilizando 30 periodos por mes, con acoplamiento energético entre los meses.

Obs.: Este resultado, como se puede observar, no tiene considerado corregir el efecto final del horizonte que tiene en las baterías.

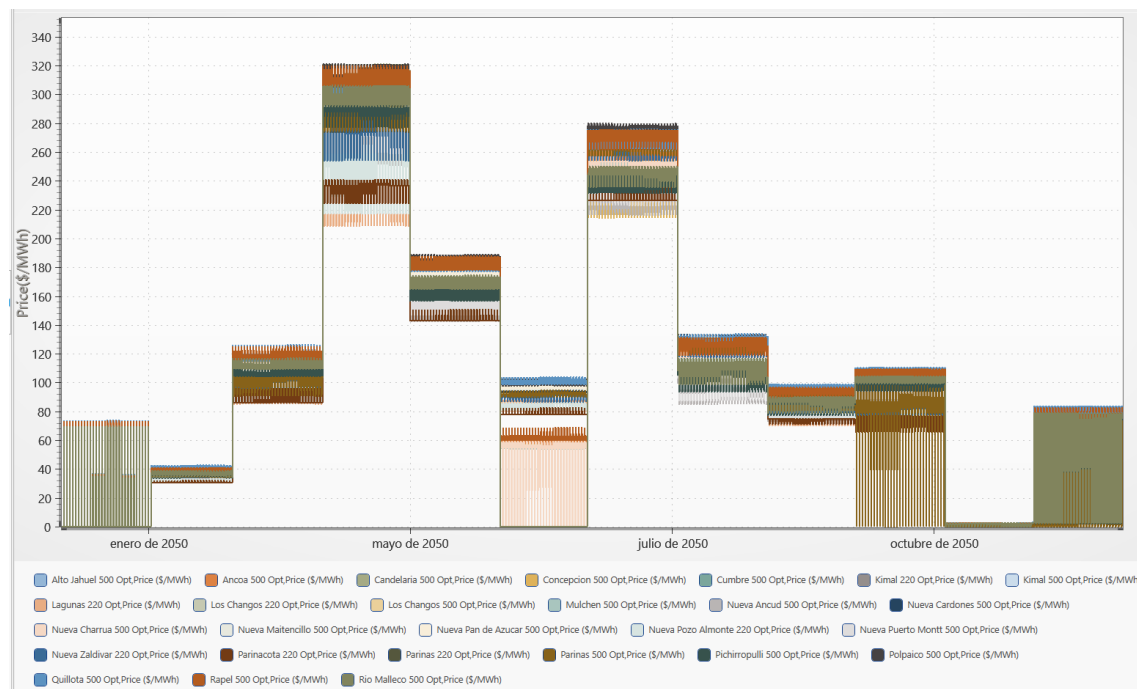


Figura 13: Costos marginales para una idéntica solución de la PELP utilizando 24 periodos por mes, sin acoplamiento energético entre los meses.

Como se observa, aumentan drásticamente los costos marginales para una misma solución implementada debido a que se carga 31 veces en un mes la energía mediante

baterías y se descarga 28 veces en el mes siguiente u otros, lo cual es un evento que solo debiese ocurrir en la interfaz entre los meses. Este acople mensual gatilla diferencias entre el modelo en Plexos y los resultados de la PELP contrastados.

Recomendación

Corregir la manera en que se ingresa la demanda en la PET puede acercar sus resultados a los de la PELP, dado que, a pesar de ser una solución idéntica en capacidad instalada, los resultados difieren importantemente en costos marginales. En caso contrario, los proyectos de transmisión que recomienden la PELP o la PET a la CNE podrían no ser coherentes entre sí.

Como conclusión de lo anterior, y con tal de comparar con resultados publicados de la PELP para el año 2050, se simula el año 2050, de 12 días representativos por año, y 24 bloques por mes; simplificado a emplear solo la demanda del año 2050 en vez de una demanda dinámica como lo hace la PELP que es iterativamente optimizada por otros programas. Por ende, dado que la red en la b.d. es del 2021 (año en que se conforma la b.d. Diagnostico de la PET 2022), se tienen al menos 30 años como horizonte de planificación, lo que es un objetivo de planificación de la PELP, como su nombre lo indica.

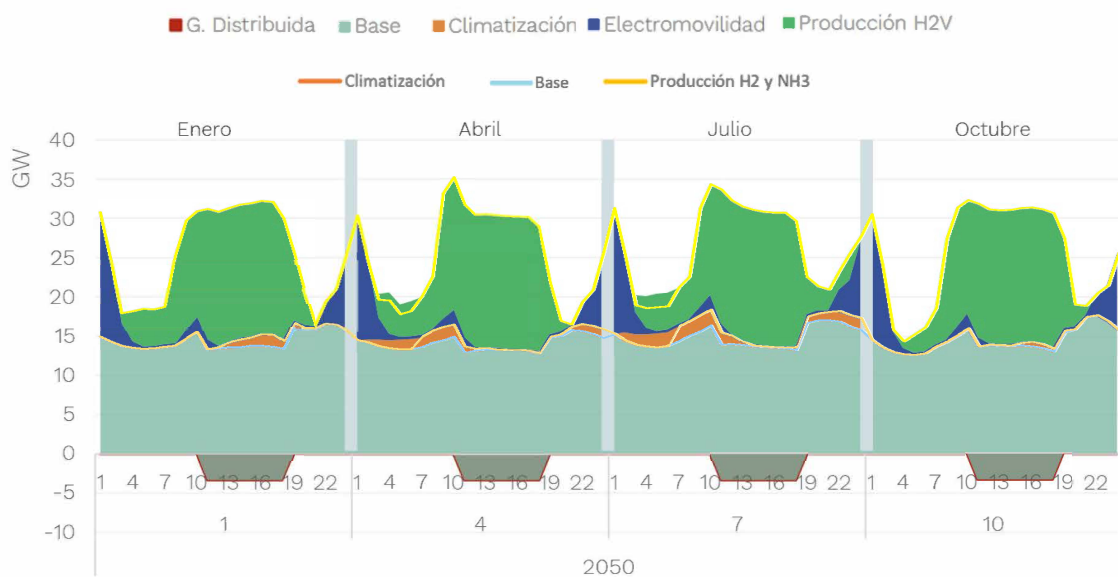


Figura 14: Demanda publicada en informe preliminar de la PELP, proyectada para escenario Carbono Neutralidad, año 2050, representada por áreas, y demanda empleada, representada por curvas superpuestas. Elaboración propia en base a p. (136) [1].

Si bien la demanda total por electromovilidad y demanda base coinciden completamente, el archivo de demanda proporcionado por correferentes para el escenario Carbono Neutralidad tiene diferencias con respecto a la publicada, lo cual se aprecia comparando las áreas con las líneas, lo que dificulta validar el modelo y tener resultados más exactos, pero se considero aceptable siempre y cuando la generación obtenida del modelo tenga baja diferencia porcentual con respecto a resultados de la PELP.

La diferencia entre demandas fue causada por ser una distinta iteración de

proyección de demanda que la empleada en el informe preliminar de la PELP, donde se proyecta por iteraciones la demanda como resultado de las interacciones entre los modelos internos de la PELP.

La curva de demanda engloba factores del escenario C.N. de la PELP: crecimiento económico, nuevas tecnologías, generación distribuida, eficiencia energética, exportación H2, planes de retiro de carboneras, etc.

Recomendación

Modificar el horario de generación distribuida por estación mejoraría la previsión de demanda neta en la PELP, considerando días más largos o más cortos, lo que no se observa en la demanda empleada (Figura 15).

La demanda por nodo se muestra a continuación:

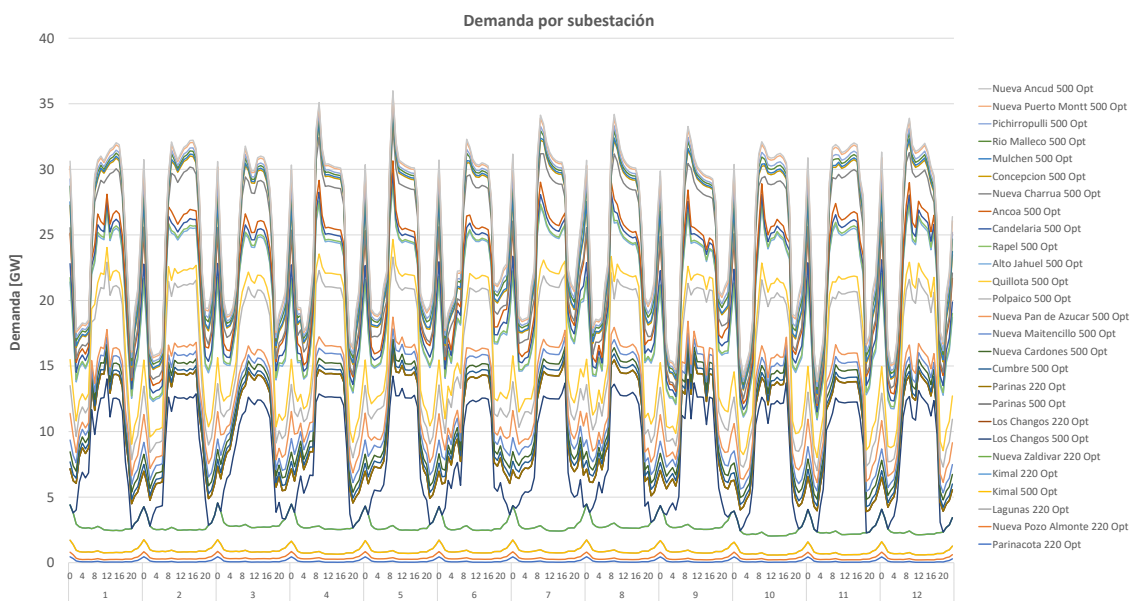


Figura 15: Demanda empleada para emular el escenario Carbono Neutralidad, año 2050. Cada mes considera un día típico de 24h. Elaboración propia.

Como indica el archivo de demanda, la demanda eléctrica por producción de H2V y asociados es directamente conectada a las subestaciones en Los Chagos 500 y Parinas 500, en vez de las S/E disponibles en 220[kV]. Adicionalmente, el archivo de demanda no tiene demandas en Parinas 220, Kimal 500 y Nueva Zaldívar 220.

Cronología

El problema de optimización representa un total de 12 días típicos de 24 bloques cada uno, año 2050, que se optimizan en 1 sola etapa.

Si bien la PELP utiliza una resolución horaria de 24 horas por mes y un horizonte de 30 años, no hay información sobre cuantas etapas utiliza para separar el problema de optimización, aunque se sabe de los archivos que contiene la solución que los últimos años del horizonte se optimiza 1 año cada 5 años, no se halla información con respecto a las etapas. A modo de referencia, los Escenarios de Generación utilizados para el desarrollo de la PET 2022 se consideran etapas de optimización de

5 años, lo que permite seccionar el problema de optimización de 20 años en cuatro problemas en serie de 5 años (p. 13) [36]. Este estudio consistió en dos modelos. En el primer modelo, denominado modelo LT1, se optimizan las inversiones anuales de generación-transmisión considerando una red de transmisión reducida, con 8 bloques de demanda mensual y sin restricciones operativas del sistema asociadas a requerimientos de reservas para CPF y CSF, mientras que en el segundo se fijó la expansión de la transmisión por escenario y se optimizó en pasos anuales de resolución horaria incluyendo restricciones operacionales de mayor detalle.

3.2.3. Modelo y parámetros de la transmisión eléctrica

Modelo de la transmisión Eléctrica

El modelo transmisión DC¹⁵ en la PELP es simplificado a flujos de transporte (con los cuales se modela líneas HVDC). Es decir, se puede transportar libremente la energía de forma independiente de los ángulos que haya en las subestaciones que la une. Esto se ve en los archivos de la PELP notando que las líneas consideran el parámetro DC como True.

Plexos puede realizar flujos DC del tipo Cold Start explícitos [17]; adicionalmente se puede optar por considerar las pérdidas en los balances de energía, lo que se conoce como pérdidas localizadas/distribuidas [17] (VS-OPF), o bien suponerlas como un aumento de la demanda y anulando la resistencia de las líneas, lo cual serían pérdidas no localizadas, de mayor error. Lo anterior se implementa en Plexos utilizando ambos enfoques, utilizando la barra slack como referencia y una aproximación Piecewise Linear para las pérdidas de 3-20 tramos para cada sentido, similar a como estaba configurada la b.d. del Coordinador. En adición a esto se emplea la configuración que tiene Plexos para detectar pérdidas no físicas en las líneas, lo cual puede maximizar las pérdidas si se dan condiciones de vertimiento. Se pudo comprobar esto ocurría en las simulaciones, por lo que se activo para todos los casos, excepto para un caso de comparación. Tanto la detección de pérdidas no físicas como el aumento de tramos para la aproximación por tramos -Piecewise Linear- desde 3 a 20, aumentan drásticamente los tiempos de simulación.

Plexos puede realizar otros tipos de flujos DC, pero estos no incorporan reactivos y se optó por investigar otros métodos fuera de Plexos, lo que se investiga en la siguiente sección.

¹⁵Explicado en la Sección 4.

Observación

Como se menciona en el Anexo de la PET 2022 [36], los límites de capacidad de transmisión contenidos en la b.d. consideran estimaciones N-1. Esto debe implementarse en base a estudios eléctricos que detecten la sensibilidad de la estabilidad del sistema a fallas en ciertas líneas. Por ejemplo, la línea Kimal - Lo Aguirre consideran su potencia completa bipolar de 3000[MW], mientras que la PELP 2023-2027 considera 2000[MW] para esta línea, sin haber realizado estudios eléctricos que lo comprobasen, o bien tiene un valor de potencia por polo que difiere del Coordinador. A lo anterior también cabe mencionar que la Re. 580-2021 indica que cada S/E convertidora fue licitada con una potencia de 1500[MW] por polo, lo que se puede investigar.

Por otra parte, se constata que en Infotecnica existen 3 bancos de autotransformadores en Los Chagos de 750[MW] cada uno, contando cada uno con respaldo de acuerdo a técnica, lo que difiere de lo que está presente en la PELP y la PET dado que solo se consideran 2, lo cual también se recomienda investigar.

Con respecto a la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, las líneas HVDC en Plexos se modelan como flujos controlables para arbitraje de energía, es decir, una formulación de transporte. Las pérdidas también se computan mediante una linealización por tramos de $P^2 \cdot r$. En la b.d. empleada, se utilizaba 3 tramos por sentido sin corregir pérdidas no físicas (sin utilizar variables binarias que evite que se activen tramos en sentido contrario simultáneamente), mientras que en la PELP no se halla registro al respecto. Por lo anterior, se investiga también el efecto de este parámetro utilizando desde 3 a 20 tramos de pérdidas por sentido.

Recomendación

En adición a lo anterior, también se halla que la reactancia que tiene definida esta línea la vuelve automática una línea de corriente alterna, lo que gatilla una expansión en la generación para una idéntica capacidad instalada en transmisión y generación que en la PELP. Esto se propone revisar.

Parámetros de las líneas de transmisión

Para implementar la solución de la PELP, es necesario identificar aspectos clave que participan en su diseño, o bien, determinan su potencia. Estos se explican en antecedentes, y se aplican a continuación utilizando las líneas en la b.d. de la PET de acuerdo a la distancia y potencia que estas tienen definidas, dado que sin realizar flujos AC para la solución del año 2050 considerada, y sin analizar contingencias y compensación del sistema, se desconoce realmente a qué factor de potencia se debe evaluar las líneas, por lo que utilizar líneas existentes tiende suponer niveles de compensación reactiva presentes actualmente, o bien diseños de conductores y estructuras que son capaces de sostener de manera segura estas cargas y de forma económica reducir las pérdidas.

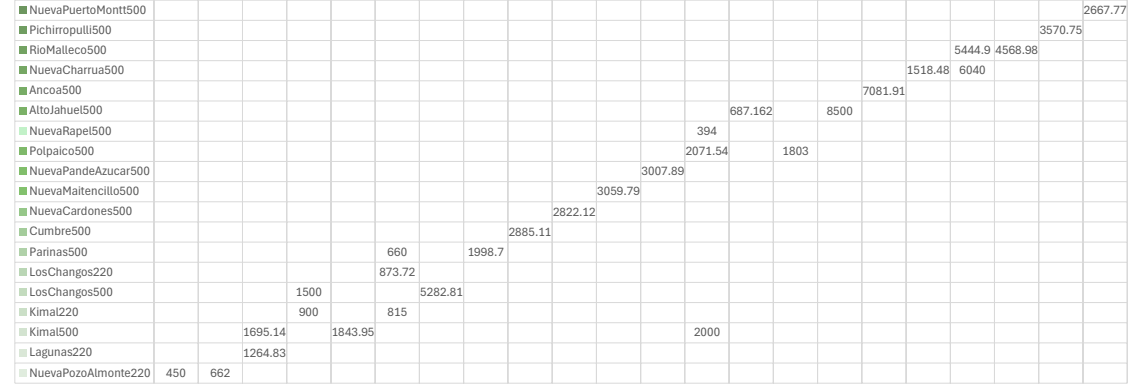


Figura 16: Capacidad instalada en la solución de transmisión implementada, correspondiente a la PELP Preliminar 2023-2027 para el año 2050, escenario C.N..

Es interesante destacar que se hallan 3 subestaciones con capacidad instalada sobre 5000[MW]. De acuerdo un manual de planificación eléctrica de 2023, no se recomienda conectar más de 9000[MW] de generación para una S/E de 765[kV] ó más de 5000[MW] para una S/E de 400[kV], lo que se puede investigar; habiendo un criterio distinto para la demanda.

Como se indica anteriormente, se recurre únicamente a líneas existentes en la b.d., ya que si bien se puede calcular una nueva inductancia y resistencia para otro conductor, el efecto de campos electromagnéticos y ruido requiere diseñar una torre y geometría, que depende de una evaluación económica que históricamente ha resultado en las líneas recopiladas.

A lo anterior se requiere además calcular una compensación serie en caso de que sea una línea de media o larga distancia (para 189[km] ya hay casos con compensación serie).

Las líneas seleccionadas de la base de datos se tiene mayor certeza de sus parámetros. No hay más líneas en la base de datos PET Diagnóstico 2022 que sean claros. Para otras líneas no aparece su distancia en Infotecnica, o bien tenían definido distinta potencia para 1 solo conjunto de parámetros (r,x) con y sin refuerzo en que no era claro a cual correspondía.

La resistencia y reactancia por kilómetro de las líneas típicas seleccionadas que estaban en el modelo del Coordinador de la PET en Plexos, se suponen son con modelo de línea larga. Es decir, considerar una resistividad del terreno, una conductancia, una geometría de estructura y un conductor. Sin embargo, para aplicar estos

parámetros **a líneas de similar distancia y potencia** en la líneas de la solución de la PELP, se emplea un modelo de línea de media distancia utilizando la resistencia y reactancia por kilómetro de la línea típica semejante; esto es una simplificación que causa un error en los parámetros de la línea. Esto es una simplificación, ya que la capacitancia depende de la resistividad del terreno, aunque en baja cantidad. Por otro lado, distintos lugares pueden tener distinta conductancia ($[g/km]$), lo que depende del clima y la altura considerada. Esto repercute en la exactitud de tanto la caída de tensión como las pérdidas. Para corregir esto, se podría optar por usar los parámetros por kilómetro de cada línea en los anexos en Infotecnica en vez de emplear lo que estaba en Plexos, en conjunto a considerar una compensación capacitiva serie que sea factible, lo que también debe investigarse, y con ello realizar los ajustes. A lo anterior se agrega la dependencia con la temperatura de los parámetros. Por ello se realizó la simplificación.

Otro asunto a considerar, y a modo de ejemplo, es que la línea Nueva Charrua-Ancoa 500 en la solución de la PELP requiere transmitir 3570[MW] (s/i f.p. considerado). Si no se considerara compensación serie, se podría compensar en 737[MVAr] capacitivo shunt con tal de que no haya caída de tensión y se tenga 1 p.u. tanto en la S/E de inicio como final. Se requeriría averiguar en que sentido esta el flujo en la solución de la PELP para identificar en que sentido es la caída de tensión para saber donde poner la compensación (lo que afecta los reactivos y tensiones de otras líneas). El requerimiento de compensación shunt capacitivo se puede reducir gracias a una compensación serie. Adicional a esto, se debe considerar que los perfiles de tensión se pueden exceder en el interior de la línea y no solo sus extremos (como una parábola invertida) debido a una compensación shunt, **lo que también se debe verificar**, aunque esto se observa en Anexos de la PET descrito en Antecedentes puede ser solucionado con una compensación serie. Lo anterior se escapa de un flujo DC y justifica realizar flujos AC de comprobación.

Tabla 5: Líneas y transformadores típicos extraídas desde la base de datos del Coordinador, clasificadas por distancia y potencia, sin criterio N-1.

S[MVA]	Largo[km]	Líneas típicas	x/km[p.u.]	r/km[p.u.]	r[p.u.]	x[p.u.]
2600	200	Ancoa 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt	2.14893E-05	4.50E-06	0.0009	0.0043
2600	168.955	Entre Rios 500->Ancoa 500	2.54506E-05	3.84718E-06	0.00065	0.0043
2500	408	Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	2.47549E-05	4.16667E-06	0.0017	0.0101
2368	134.54	Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	5.32927E-05	4.38531E-06	0.00059	0.00717
3800	29.36	Lo Aguirre 500->Polpaico 500	5.85831E-05	5.04087E-06	0.000148	0.00172
1900	29.36	Lo Aguirre 500->Polpaico 500 C1	0.000117166	1.00817E-05	0.000296	0.00344
3730	212	Nueva Maitencillo 500->Nueva Pan de Azucar 500	2.41981E-05	4.25E-06	0.0009	0.00513
3200	189	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	2.55026E-05	5.56E-06	0.00105	0.00482
1500	200	Charrua 500->Ancoa 500	0.000032	5.00E-06	0.001	0.0064
900	154	Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	4.02.E-04	6.71E-05	0.01033	0.06198
910	49	Maipo 220->Candelaria 220	3.04.E-04	3.57E-05	0.00174	0.01482
500	10	Crucero 220->Kimal 220	3.73.E-05	3.93E-06	0.00004	0.00038
393-1035 (0.98 ind./cap)	220	Santa Maria 220->Charrua 220	1.91.E-04	2.43E-05	0.005340	0.04196
250	39	Condores 220->Pozo Almonte 220	7.70.E-04	1.27E-04	0.0049	0.0297
Transformadores						
S[MVA]					r[p.u.]	x[p.u.]
1500		Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt			0.00044	0.00444
750		Parinas 500 Opt->Parinas 220 Opt			0.00066	0.0066

Se destaca que la reactancia ya incorpora la compensación serie que algunas líneas consideran, lo que es necesario para reducir la caída de tensión y aumentar el límite de potencia de forma económica a largas distancias, sin tener que recurrir a configuración de conductores de menor reactancia más pesados y de mayor valor.

Potencia según distancia

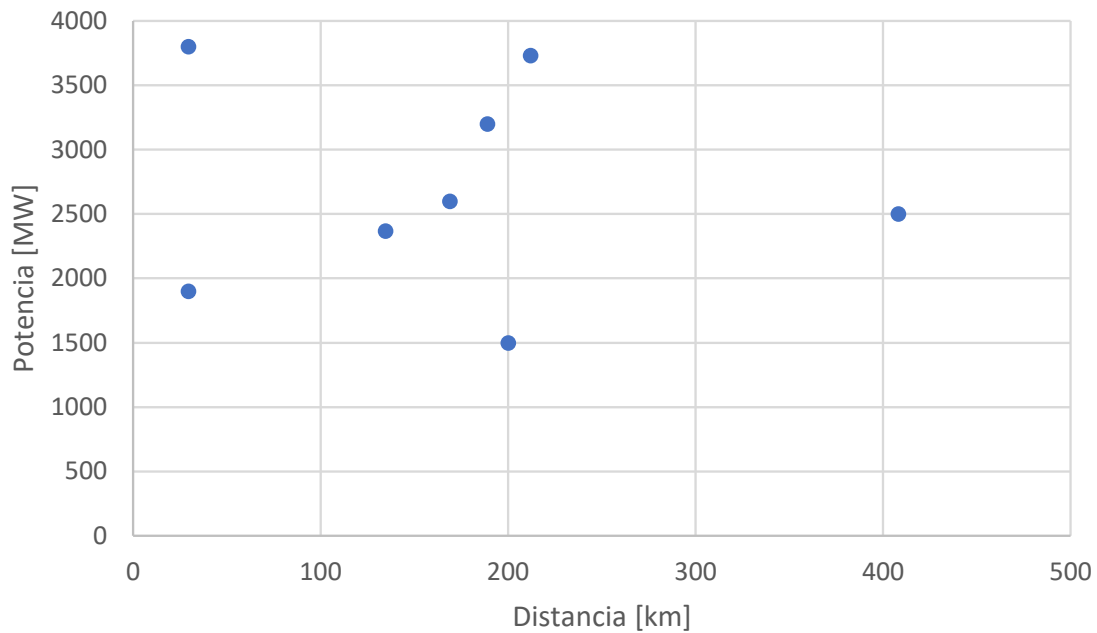


Figura 17: Potencia de las líneas de transmisión típicas en la b.d. del Coordinador según distancia.

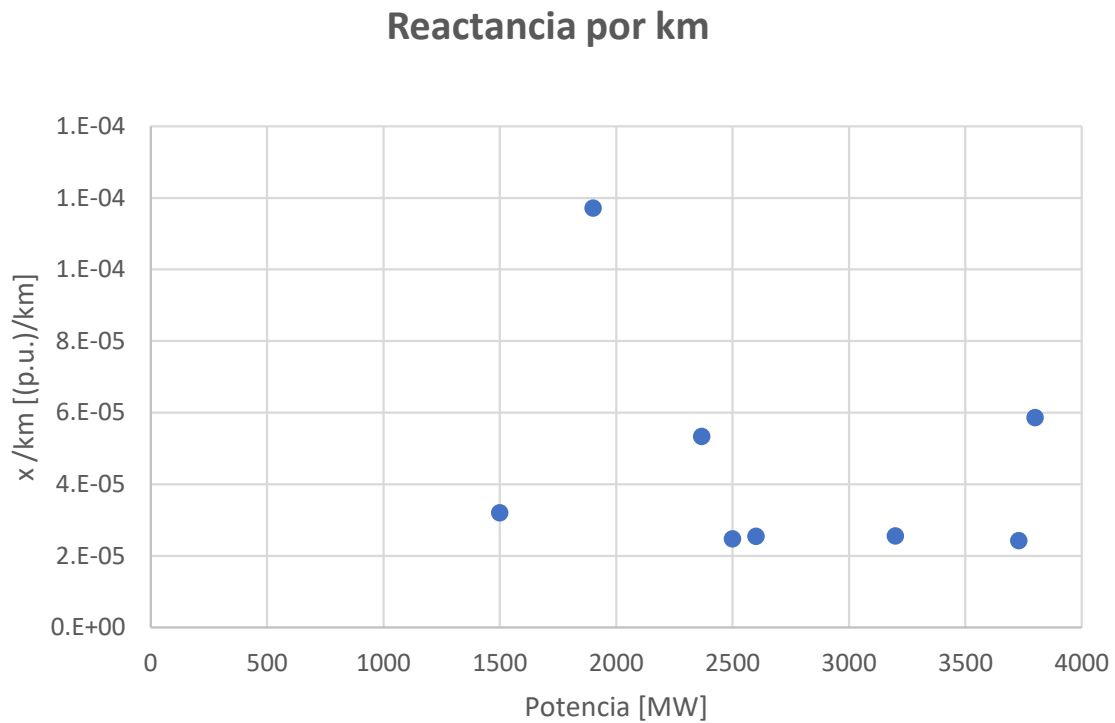


Figura 18: Reactancia de las líneas de transmisión típicas en la b.d. del Coordinador según distancia.

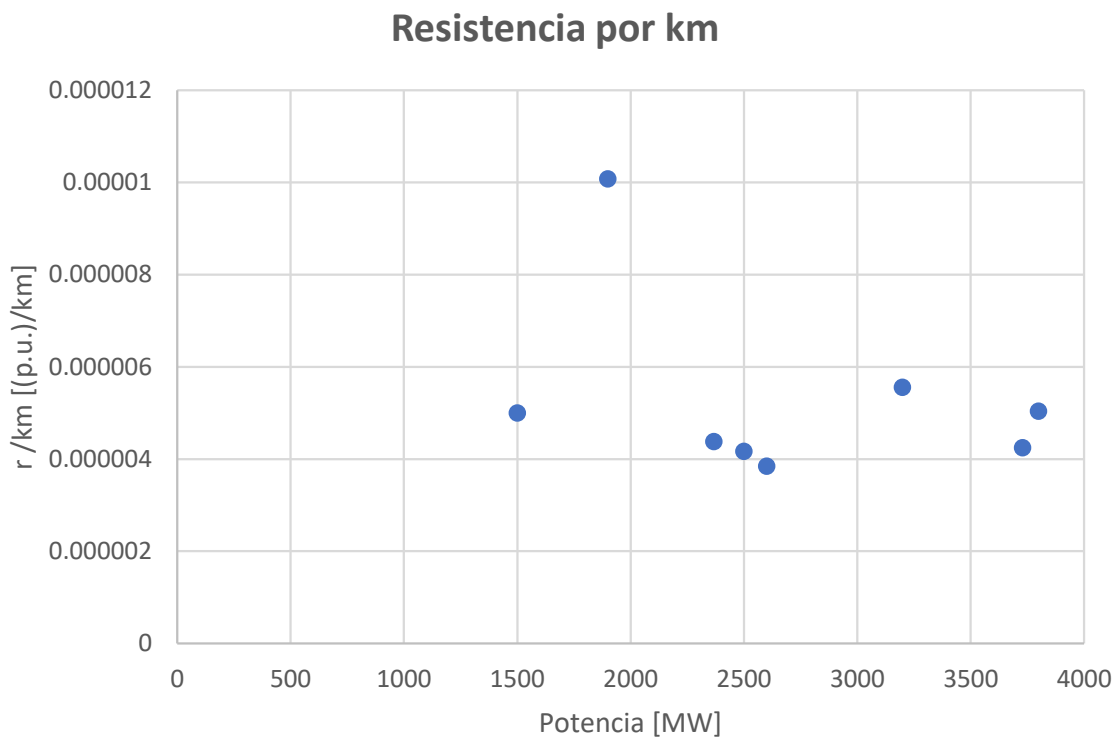


Figura 19: Resistencia de las líneas de transmisión típicas en la b.d. del Coordinador según distancia.

La línea Santa Maria-Charrua podría ser la más larga en 220[kV] con 220[km]. Otras líneas revisadas previamente demuestra que, en el entorno de 220[km], no hay

líneas existentes de 220[kV] que cumplan con la capacidad requerida de 875[MW] para Nueva Zaldivar-Los Changos en la base de datos del Coordinador:

- Encuentro-Collahuasi 220[kV]: 300[MW], 207.6[km],
- Condores-Parinacota 220[kV]: 197[MW], 222.6[km].

La potencia mostrada depende del factor de potencia con que sea evaluada, idealmente capacitivo para alcanzar el límite superior. Se calcula los límites para una caída de tensión de 5 %. Se puede hacer entre 0.95-1.05 p.u., pero no habría espacio para que haya caída de tensión en otras líneas (el extremo fuente estaría a 1.05 p.u. y sería el receptor de la línea aledaña, pudiendo perjudicar su límite de potencia en este instante)

La capacidad de esta línea a un factor de potencia inductivo de 0.98 se reduce a 393[MW], y requeriría tener 2 líneas de doble circuito para lograr los 875[MW] en Nueva Zaldivar-Los Changos en la solución de la PELP, por lo que es fundamental tener compensación reactiva shunt, o bien considerar una compensación serie.

Es común en el SEN en los sistemas de 500[kV] tener una compensación en serie, menor al 50-55 % de la reactancia de la línea para evitar resonancia subsíncrona, dividida en ambos extremos para facilitar cumplir con niveles de tensión a lo largo y extremos de la línea, como se comenta en Antecedentes. Se realiza cálculos de verificación para distintas líneas en los archivos entregados. A continuación las líneas utilizadas y sus parámetros:

Tabla 6: Líneas y transformadores implementados para emular la capacidad equivalente de la solución de la PELP preliminar 2023-2027 al año 2050, escenario C.N.

Tramo	Potencia[MW]	Largo[km]	Transmisión típica seleccionada	r/km (p.u.)	x/km (p.u.)	r[p.u.]	x[p.u.]
AltoJahuel500-Kimal500	2000		DC				
AltoJahuel500-NuevaRapel500	394	153.353004	Lo Aguirre 500-Polpaico 500 C1	1.0082E-05	0.00011717	0.00154607	0.01796779
AltoJahuel500-Polpaico500	2071.5429	71.71	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500	4.3853E-06	5.3293E-05	0.00031447	0.00382162
Ancoa500-AltoJahuel500	8500	260.328	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500	4.2453E-06	2.4198E-05	0.00110517	0.00629945
Nueva línea x3	2833.33333	260.328	Lo Aguirre 500-Polpaico 500 C1	1.0082E-05	0.00011717	0.00047223	0.00548807
Candelarias500-AltoJahuel500	687.1619	46.84	Lo Aguirre 500-Polpaico 500 C1	1.0082E-05	0.00011717	0.00073002	0.00848401
Concepcion500-NuevaCharrua500	1518.482	72.41	Entre Rios 500-Ancoa 500	3.8472E-06	2.5451E-05	0.00074008	0.0048959
Cumbres500-Parinas500	1998.6958	192.369	3xParinas 500-Parinas 220			0.00022	0.0022
Kimal220-Kimal500	1695.1367						
Kimal220-Lagunas220	1264.8272						
Nueva línea x2	632.4136	190	Santa Maria 220-Charrua 220	2.4277E-05	0.00019074	0.0046126	0.03624061
Lagunas220-NuevaPozoAlmonte220	662	64.58	Maipo 220-Candelaria 220	3.5714E-05	0.00030419	0.00230643	0.01964441
LosChangos220-Kimal220	900						
LosChangos220-LosChangos500	1500		2xParinas 500-Parinas 220			0.00033	0.0033
LosChangos500-Kimal500	1843.9546	140.71	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500	4.3853E-06	5.3293E-05	0.00061706	0.00749882
Mulchen500-NuevaCharrua500	6040	70.12467	Lo Aguirre 500-Polpaico 500	5.0409E-06	5.8583E-05	0.00035349	0.00410812
Mulchen500-RioMallico500	3020	43.32468	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500				
Nueva línea x2	5444.8957	43.32468	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500				
Nueva línea x2	2722.44785	43.32468	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500				
NuevaAncud500-NuevaPuertoMontt500	2667.7668	92.065	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500	4.3853E-06	5.3293E-05	0.00040373	0.00490639
NuevaCardones500-Cumbre500	2885.1137	189.1	Cumbre 500-Nueva Cardones 500	5.5556E-06	2.5503E-05	0.00105056	0.00482255
NuevaCharrua500-Ancoa500	7081.9093	200.1	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500	4.2453E-06	2.4198E-05	0.00084948	0.00484204
Nueva línea x2	3540.95465	200.1	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500				
NuevaMaitencillo500-NuevaCardones500	2822.1212	134.54	Cumbre 500-Nueva Cardones 500	5.5556E-06	2.5503E-05	0.00074744	0.00343113
NuevaPandeAzucar500-NuevaMaitencillo500	3059.7878	212.24	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500	4.2453E-06	2.4198E-05	0.00090102	0.00513581
NuevaPuertoMontt500-Pichirripulli500	3570.7506	170.094	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500	4.2453E-06	2.4198E-05	0.0007221	0.00411595
NuevaZaldivar220-Kimal220	815	229.95					
NuevaZaldivar220-LosChangos220	873.7201	220.04	Santa Maria 220-Charrua 220	2.4277E-05	0.00019074	0.00534188	0.04197044
Nueva línea x2	436.86005	220.04	Santa Maria 220-Charrua 220	2.4277E-05	0.00019074	0.00534188	0.04197044
NuevaZaldivar220-Parinas220	660						
Parinacota220-NuevaPozoAlmonte220	450	239.6	Santa Maria 220-Charrua 220	2.4277E-05	0.00019074	0.00581674	0.04570131
Parinas500-LosChangos500	5282.8058	223.489	Cumbre 500-Nueva Cardones 500	5.5556E-06	2.5503E-05	0.00124161	0.00569956
Nueva línea x2	2641.4029	223.489				6.24-6.28E-3	7.496-8.156E-2
Parinas500-NuevaZaldivar220	660						
Pichirripulli500-RioMallico500	4568.9793						
Nueva línea x2	2284.48965	297	Nueva Maitencillo 500-Nueva Pan de Azucar 500	4.2453E-06	2.4198E-05	0.00126085	0.00718684
Polpaico500-NuevaPandeAzucar500	3007.8925						
Nueva línea x2	1503.94625	407.8	Nueva Pan de Azucar 500-Polpaico 500	4.1667E-06	2.4755E-05	0.00169917	0.01009505
Quillota500-Polpaico500	1803	51.22	Nueva Cardones 500-Nueva Maitencillo 500	4.3853E-06	5.3293E-05	0.00022462	0.00272965

Como se puede apreciar, hay tramos que requieren hasta 3 franjas/líneas distintas para ser implementadas. Es crucial que las líneas tengan reactancias y resistencias que no limiten a la línea paralelo, producto de la congestión angular que produce que una línea alcance su máximo para una diferencia angular antes que las líneas en paralelo, por lo que se supone que líneas existentes deben reforzarse. El costo de ello por ende ahorra en parte una franja de paso a la implementación. Cabe destacar que esta estimación no considera criterio N-1, dado que ello debe ser determinado por estudios eléctricos que así lo determinen. Las líneas típicas en la base de datos previamente se analizó sus parámetros, potencia, largo, nro. de circuitos, presencia de compensación serie y configuración de sus conductores (área y cond. por haz) para determinar si tenían criterio N-1 incorporado. De esta forma las líneas implementadas son para un escenario sin criterio N-1, siendo las pérdidas menores para un escenario con criterio N-1, y la reactancias en el enmallado en 220 posiblemente afectadas o compensadas para evitar congestiones angulares indeseadas.

También cabe mencionar que los transformadores de la solución de la PELP no consideran el hecho de que la generación se conecta en 220[kV], por lo que esta toda la generación, inclusive la existente en 2021, supuesta en 500[kV]. Esto de acuerdo a correferentes es considerando que los transformadores son elementos flexibles y de bajo costo en comparación a las líneas y el costo de la generación, por lo que se evita que sus reactancias por ejemplo intervengan en la solución, proponiendo un escenario que incluso las anule. Por lo anterior, dicha transformación no refleja realmente la requerida para conectar el total de generación de la solución, sino que es única y exclusivamente para los flujos de transmisión desde el sistema en 500 a 220[kV]. Más adelante se observara que las reactancias de los transformadores ayudan a reducir las congestiones angulares.

Cabe mencionar que solo se permite la expansión de transformadores y no de líneas de transmisión, con tal de que los transformadores no intervengan en la solución. También se anula los parámetros de los transformadores para todos los escenarios con excepción de uno y se optimiza de forma lineal su expansión por el mismo propósito, sin afectar los escenarios con flujos DC.

También se destaca que la PELP considera una línea entre Parinas500 y NuevaZaldivar220 sin transformador y por ello se implementa considerando y sin considerar los parámetros del transformador existente que la conecta. En el modelo de la PELP esta línea no tenía resistencia, y ya que son flujos de transporte, no requería especificar una reactancia.

Con respecto a la línea de 304[MW] que une Alto Jahuel con Nueva Rapel, cabe mencionar que la baja potencia que requiere se puede satisfacer en 220[kV], ya que 500[kV] para esta distancia, a 200[km] se tiene 1500[MW] de potencia con una línea de 1 circuito, por lo que su implementación en 500[kV] esta sobredimensionada.

3.2.4. Incertidumbre y programación estática

El método de resolución por Programación Estocástica INVX disponible en el modelo eléctrico AMEBA (p. 51) [1], plantea la formulación estocástica por progra-

mación entera mixta en conjunto con técnicas de descomposición de Benders ¹⁶.

Sin embargo, en el informe preliminar no se indica qué exactamente hace uso de la programación estocástica, dado que todos los escenarios tienen distinta capacidad instalada, por ende, no es una capacidad instalada común a los tres escenarios¹⁷ que reduzca el arrepentimiento; lo que incluye el uso de costos de combustible y tecnología distintos, entre otros factores. Por otra parte, la hidrología en la PELP preliminar es única y sin series hidrológicas para los tres escenarios, como se comentara en la subsección -Recursos Energéticos- en esta sección, por lo que esto tampoco tendrá programación estocástica. Por otra parte, los perfiles eólicos se menciona corresponde a una proyección k-means para cada mes; esto se puede verificar en los perfiles de generación de la PELP, indexan un perfil único, por lo que también se descarta el uso de programación estocástica. Por lo anterior, dado que no existe mayor información en el informe preliminar de la PELP, la programación se puede suponer determinista. El modelo de la b.d. tiene la posibilidad de realizar programación estocástica, sin embargo, se implementa un modelo determinista con tal de reducir tiempos de simulación y acercarse a la PELP.

Por otra parte, la PELP utiliza programación dinámica de las inversiones, es decir, año a año se ingresa los candidatos. Esto se simplifica utilizando Programación Estática, lo que disminuye tiempos de resolución al disminuir el tamaño y acoplamiento temporal del problema de optimización. Sin embargo, debido a esto, la solución no indicara el año de construcción en el cual se realiza la expansión, sino que solo entrega el estado óptimo final de la red, esto dificulta comparar los resultados por este efecto con la oficial. Por ello, se carga con exactitud y diferencias menores a 15[MW] por tecnología la solución de la PELP acumulada al año 2050 (inclusive) para reducir diferencias por la ausencia de esta dinámica, permitiendo acercar los resultados.

3.2.5. Plan de ingreso y retiro

Dado que el año de simulación corresponde al 2050, esto incluye los ingresos, retiros y ampliaciones-refuerzos que tendrá la red programados hasta el 2030, tanto en transmisión como generación, al igual que las expansiones que haya determinado la PELP en esta iteración para Carbono Neutralidad dicho año. Dado que solo se comparara resultados en el año 2050, solo se ve el resultado final del plan de ingreso, sin embargo, originalmente se cargo de tal manera que emulara la PELP y se pueda optimizar sin cargar una solución para optimizar la red del año 2050 desde la ya decretada al año 2030. El procedimiento realizado se detalla en esta subsección.

El plan de ingresos y retiros afecta solo a la generación existente (no optimizado), y depende de los retiros determinados por la PELP preliminar, según meta de año de descarbonización (existiendo 2030 y 2035). El escenario C.N. considera cierre de carboneras acelerado (2035), por lo cual se emplea el mismo supuesto extrayendo el plan asociado al escenario D.

¹⁶ *Make use of traditional mixed integer programming or Benders decomposition techniques to efficiently solve your problem [2].*

¹⁷Recuperación Lenta, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada.

El escenario A, a diferencia del escenario D, incluye -Reconversión (de centrales de carbón a) GNL x2-, lo que esta contenido en el subescenario -limitar GNL-¹⁸. Por ello el plan de ingresos-retiro 2035 en Escenario D junto a limitar la inversión en Gx de GNL CC, en Escenario D también, mejor representan Carbono Neutralidad: Uso del gas y diésel -solo centrales existentes.

Adicionalmente, tanto A como D consideran la posibilidad de reconversión de las centrales a carbón a 2 tipos de batería de Carnot mutuamente exclusivos. La b.d. realiza esto solamente en las centrales a carbón ANG1 y Cochran1, con tal de reducir tiempos de simulación. Sin embargo, esto se desactivo para los resultados con tal de reducir tiempos de simulación.

Plan de ingreso y refuerzo-ampliación que tiene la red previo a optimización en la B.D. PET 2022:

Tabla 7: Líneas que ya tenían un plan de ingreso o ampliación en la b.d. PET 2022 Diagnostico.

Línea	Ingreso/Ampliación	Año
Parinas 220 Opt-Nueva Zaldivar 220 Opt	700	2024
Kimal 500 Opt-Alto Jahuel 500 Opt (L.A.) DC	3000	2029
Polpaico 500 Opt-Alto Jahuel 500 Opt II	2500	2029
Polpaico 500 Opt -Alto Jahuel Opt 500	1880→2500	2026
Nueva Rapel 500 Opt-Alto Jahuel 500 Opt	394→788	2030
Rio Malleco 500 Opt-Pichirropulli 500 Opt	460→2000	2028
Pichirropulli 500 Opt-Nueva Puerto Montt 500 Opt	800→2000	2028
Nueva Puerto Montt 500 Opt-Nueva Ancud 500 Opt	660→1900	2028
Nueva Charrua 500 Opt-Mulchen 500 Opt	620→2250	2028

Polpaico - Alto Jahuel es una línea equivalente que prescinde de la S/E Lo Aguirre en el modelo realizado de la PELP, dado que Lo Aguirre no esta en la PELP, pero si en la PET.

Este plan de refuerzo-ampliación solo se aplica en el caso del escenario A1 aplicado en la siguiente sección. En esta sección se carga directamente la solución de la PELP, incluyendo las expansiones optimizadas.

Con respecto a generación, el plan de ingreso también considera centrales que hayan solicitado conexión, licitado terrenos fiscales o en tramite de aprobación de impacto ambiental, sumando 980[MW] en Solares FV y 1160[MW] en centrales Eólicas. Estas centrales, cabe mencionar, tienen un parámetro denominado Connected configurado como False. En un principio se simulo y gráfico de acuerdo a considerarlas como inexistentes, lo que fue indicado por correferentes, sin embargo, estas en realidad si están conectadas por un -Start Time- que tienen asociado.

¹⁸Las unidades a carbón no muestran restricciones asociadas a ello; y hay candidatos de generación cuyo costo corresponde efectivamente al de conversión, sin tener variables acopladas al cierre de carboneras y solo a limitar inversión en GNL.

3.2.6. Tasa de descuento, perpetuidad y CFLD

Con respecto a la tasa de descuento utilizada para llevar a valor presente los costos, en la (p. 141) del ITP de la PET 2022¹⁹, se considera obras de ampliación tienen un 7 % y nuevas un 5 % anual. La b.d. PET 2022 por otra parte considera un WACC de 10 % para cada elemento de expansión. Por otro lado, la PELP utiliza un 10 %, que es lo que se implementara.

La b.d. consideraba que todos los proyectos de expansión para transmisión AC y HVDC consideran una vida económica de 25 años, sin embargo, se modifico a 40 al igual que los inputs de la PELP.

Las tecnologías consideradas para la expansión en generación son: Solar, CSP, Eólica y una limitada cantidad en tecnología Geotérmica (215[MW]) e Hidroeléctrica de pasada (194[MW]). Estas consideran una vida económica de 45-25 años y un WACC de 10 %, al igual que la PELP.

Con respecto a ESS, se emplea 10 % y una vida económica de 10 para elementos BESS (CRF de 15 min.) y -Battery- (BESS de 2-4-6-8h), y 10-25 para CSP y Bombeo, coincidentes con los de la PELP.

Lo anterior debería evaluarse en un horizonte de al menos 25 años para evaluar los múltiples proyectos de expansión.

Dado que se esta evaluando múltiples proyectos de distintas vidas útiles económicas y costos de operación que van más allá del horizonte, se emplea su anualidad equivalente.

Inicialmente se utilizó una anualidad junto al End Effects Method sugerido en Plexos, correspondiente a considerar que en el ultimo año los costos de operación se repiten un número infinito de veces o bien hasta la vida útil de los elementos.

Dado que se optimiza el SEN para un año único (2050) y no se tiene otros periodos, multiplicar el costo operativo solo de este año por el factor, fomentaría reducir los costos de operación fuera del horizonte de evaluación, pero genera diferencias con respecto a los resultados de la PELP que si optimiza más años a futuro, por lo cual se opto por desactivar esta opción. Esta opción aumentaba importante-mente la expansión en transmisión.

Fallas

No se considera fallas aleatorias en unidades de generación, mientras que el Costo de Falla de Larga Duración (C.F.L.D./VoLL) utilizado corresponde a $537 \left[\frac{USD}{MW} \right]$ (b.d. PET 2022) proveniente de la NTSyCS vigente al momento de su realización.

¹⁹En las p. 141-158 hay más información con respecto a los análisis empleados en la PET y estudios eléctricos.

3.2.7. Costos variables y de inversión

Con respecto a la cooptimización de líneas y generadores, se indica en el IAA PELP 2019 (p. 46) [44] que la discretización puede elevar los costos y alterar la señal de localización, por lo que en la PELP se optimiza transmisión de manera continua y no discreta. Sin ser especificado por la referencia, esto a su vez reduce tiempos de simulación, lo cual se debe, a que las líneas utilizan flujos de transporte para evitar congestionarse angularmente entre sí. Sin embargo, si bien discretizar no convergía a una capacidad de línea exacta y la programación en variables enteras podría distorsionar esto, se pierde la información de las pérdidas y la reactancia, lo cual cobra relevancia cuando se realiza flujos DC o AC, donde aparece las congestiones angulares mencionadas.

Inicialmente la metodología no consideraba cargar una solución directamente y se cooptimizo el año 2050 utilizando replicas de las líneas candidatas de la PET, lo cual se utilizó posteriormente en la siguiente sección. Sin embargo, para reducir las diferencias observadas con respecto a la PELP y mejorar la validación del modelo, se opto por cargar la solución directamente, lo cual redujo drásticamente los tiempos de simulación y fue lo utilizado en esta sección para identificar diferencias por utilizar parámetros más realistas que los utilizados por la PELP preliminar.

Los costos considerados en la función objetivo incluye:

- VI [$\frac{USD}{MWh}$]
 - Recuperación de capital: Vida económica b.d. Diag. Plexos 2022 (6 %)
- COMA
- CV
 - Incluye costo de combustible para un heat rate único.
 - Impuesto por emisiones $CO2_{eq}$ según tecnología.

Se pudo identificar que los costos variables eran constantes, y estos no consideraban el aumento del impuesto por emisiones equivalentes en cada tecnología, por ende, con tal de modelar con mayor exactitud la PELP, se hace esta implementación en la subsección Emisiones siguiente.

Por otra parte, dado que se simula de forma estática el año 2050, la expansión solo sera a inicios del año 2050 (sin optimizar el orden cronológico de las obras en varios años como la PELP), usando el AVI y COMA correspondiente.

Con tal de evaluar las inversiones, a modo de referencia, en [5] se suele emplear la anualidad equivalente de suponer $VPN = 0$, es decir:

$$AVI = VI \frac{1 - \frac{1}{1+i}}{1 - \frac{1}{(1+i)^T}}$$

Donde T corresponde a la vida útil técnica o económica de la expansión, priorizando la económica. Luego, se conforma el costo por expansión como el costo de operación y mantención junto al AVI actualizado por la tasa de descuento del periodo. Este costo de expansión se agrega en el año de construcción y finaliza una vez se cumple el ciclo de vida económica. La b.d. contiene estas vidas económicas en el rango de 10-25 años, inclusive para transmisión, pero como se menciono, se modifico de acuerdo a las de la PELP.

La BD PET 2022 posee heat rates únicos para cada generador, lo cual se emplea también en la PELP, lo que distorsiona costos operacionales, despacho de generación, reservas, expansión y costos marginales.

Se agrega costos COMA para generación en Plexos que no estaban presentes en la b.d., implementados en base a los de la PELP. Sin embargo, no se implementa para transmisión como simplificación.

Observación

Los costos de inversión en generación en la b.d. PET 2022 no considera costo de conexión en los costos de construcción. Estos en general son bajos (excepto para baterías de 1h que alcanza el 50 % de la inversión). Esto pudo haber sido un error, ya que, como los LCOE de la PELP indican, el costo de la tecnología se complementa al costo de la conexión. Esto fue corregido.

Los costos de inversión estaban invertidos en la PET 2022 para CSP de 6 y 9 horas. La b.d. no consideraba CSP de 6 horas en sus candidatos posiblemente por identificarlas no optimas, probablemente como resultado de ser sustituidas erróneamente por completo por las de 9 horas de mayor beneficio y menor costo.

3.2.8. Emisiones

La PELP considera Mitigación de GEI NDC y C.N. 2050 (objetivos de reducción de gases de efecto invernadero en plazos determinados), lo que tiene relación con la cantidad de emisiones resultantes de sus modelos, lo que es calculado solo posteriormente, pero sí optimizando el impuesto por emisiones como un costo variable.

Dado que se carga la solución, se asume esto se cumple en los resultados, por lo que no es necesario su cálculo.

No hay restricciones activas o propiedades asociadas a emisiones en la b.d.; por lo que se considera que no están incluidas en el VO&M dado que es una constante; lo que es incoherente con el aumento progresivo del impuesto a emisiones en la PELP.

- A modo de ejemplo, hay centrales diésel en la b.d. con VO&M (no combustible) en torno a $69[\frac{\$}{MWh}]/$, mientras que otras tienen valores cercanos a 10, lo que no depende del año evaluado; esto puede agregar error en caso de que ya considere emisión, sin embargo esto no es coherente con centrales a carbón que tienen valores de VO&M cercanos a la unidad, lo que esta varias veces inferior al

impuesto a emisión por si solo.

Por lo anterior, se estima el costo variable asociado al impuesto por las emisiones usando fuentes externas.

Tabla 8: Emisiones de GEI promedio por tecnología. Elaborado considerando (p. 116) [38] y simplificando [39].

Tecnología	GEI promedio [tCO₂eq/MWh]
Carbón eficiente	1,01
Diesel CA semi eficiente	0,83
GNL CA semi eficiente	0,7
Diesel CC eficiente	0,52
GNL CC eficiente	0,42
Hidráulica, Eólica, Solar, CSP	0
Geotermica, Biomasa, ESS	0

Esto se basa en un informe basado en las emisiones reales promedio en Chile por tipo de central en 2009. Cada tecnología tiene su propio GEI promedio con distintos niveles de eficiencia. Se toma en consideración la eficiencia más común por tipo de tecnología.

Obs.: Biomasa se consideraba como 1,14²⁰ en [38], por lo que, en base a esta referencia, contaminan más que Carbón eficiente en 2009, pero en vista de un estudio review más reciente, [39], por simplificación²¹, se considera en el modelo desarrollado como 0, dado que en promedio y entre los percentiles 25 y 75 son bajas en 59 referencias que considera [39].

En [39] se observa que, considerando emisiones durante el total de ciclo de vida del proyecto, desde instalación hasta desmantelamiento, en promedio, los combustibles fósiles son por lejos los mayores contaminantes, siendo el resto relativamente despreciable.

El impuesto verde para escenarios de C.N. es nivel medio, estableciendo los siguientes niveles por año:

Tabla 9: Impuesto por tonelada de carbón equivalente. Estimado por la gráfica en (p. 110) [1].

Año	2023-2025	2026-2028	2029-2059
USD/tCO ₂ eq	5	18	35

Lo anterior finalmente se implementa en un costo variable \$/MWh adicional a lo que tiene la b.d.

Debido a la baja participación de energía en base a combustibles por su alto costo variable, las diferencias que hayan entre la PELP y el modelo por este concepto son bajas.

²⁰Valdivia 03 (1.14 [tCO₂e/MWh]), Valdivia 02 (1.14 [tCO₂e/MWh]), Arauco 01a (1.14 [tCO₂e/MWh]), Nueva Aldea 03 A (1.14 [tCO₂e/MWh]).

²¹Biomasa, y tecnologías fósiles pueden tener una enorme variación, incluso sin considerar captura y almacenamiento de carbono.

3.2.9. Restricciones operacionales

La PELP y lo observado en su modelo eléctrico en Ameba, cooptimiza generación, transmisión y almacenamiento. Esto es más costoso computacionalmente que realizarlo de manera secuencial. La PET difería de esto y fue necesario modificar sus restricciones, desactivando rampas e inercia acoplada.

Variables de UC

Con respecto a las variables de “unit commitment”, estas se pueden configurar como: linealizar, linealizar y redondear (RR), o entera (más costoso computacionalmente). Como simplificación, al igual que b.d. del Coordinador, se realiza con variables de uc lineales, pero con variables de expansión enteras (excepto transformadores). Por otro lado, la PELP si utiliza UC con variable entera para centrales térmicas y de CSP, lo que afecta la potencia de estas cuando se hallan cerca del mínimo, por otro lado, las centrales de CSP tienen una potencia mínima de 1[MW] sin limite de potencia máxima, por lo que esto solo afecta principalmente a centrales térmicas, cuya generación suma 8.3[TWh] de 235[TWh] en la solución empleada como referencia, por lo que por conformar un 3,5 % de la generación, esto tiene menor impacto .

Mantenimientos

Solo se considera las mantenciones presentes en la b.d.; esta se implementa de dos formas:

- De manera similar a un plan de ingresos y retiros no optimizados, que determina qué días del mes se halla en mantención.
- Adicionalmente, también como un factor que reduce la capacidad total.

Obs.: hay centrales que no consideran mantenimientos, por ejemplo Quintero CC GNL, mientras que en Quintero CC FA GNL si se considera. Por otra parte Taltal diésel 1 y 2 tampoco consideran mantenimiento. Como simplificación se aplica mantenimientos de igual forma que la b.d.; esto puede diferir de la PELP.

Inercia y control de frecuencia

En la PELP se modeló una restricción de inercia mínima y de reserva primaria y secundaria en función del despacho de energías renovables variables como la solar fotovoltaica y eólica. En ese sentido, se estableció un límite inferior de 50.000 [MVAs] para el aporte de inercia y de 10 % y 20 % de la generación horaria de centrales fotovoltaicas y eólicas, respectivamente. (p. 112) [1]

Lo anterior se implemento de igual forma, lo cual difiere de las restricciones consideradas en la PET.

3.2.10. Solver

Resolver el problema de optimización planteado por Plexos requiere ser resuelto por un Solver. Para ello se utiliza Gurobi versión 10.0.1. Como se comentó anteriormente, se configura con un MIP gap de 0,5 %, no menor con tal de evitar aumentar los tiempos de simulación, siendo una optimización lineal y configurando el resto de sus parámetros de manera automática.

Para la simulaciones es necesario emplear un MIP gap idealmente bajo con tal de evitar diferencias por la calidad de la solución.

Se verifico que a medida se reduce el gap del problema MIP y se permite que se siga buscando soluciones, los flujos observados por las líneas cuando estas no se limitan a su potencia cambian importantemente, y de igual forma la f.o. se reduce importantemente. Por lo anterior se halla que el MIP gap usado tiene un efecto importante en la calidad de la solución y los flujos a largo plazo. Realizando pruebas, mostradas en resultados, se considero que un MIP gap entorno a 0,5 % es adecuado con tal de no aumentar los tiempos de simulación exageradamente.

Adicionalmente, el solver tiene parámetros denominados Hot Start y Cold Start, pero estos no tienen relación con mejorar la linealización del modelo DC de las líneas de transmisión en la planificación a largo plazo, sino que hacen referencia a optimizar cuando ya se tiene una solución previa pero con restricciones o función objetivo modificada, lo cual no es el caso.

3.2.11. Recursos energéticos

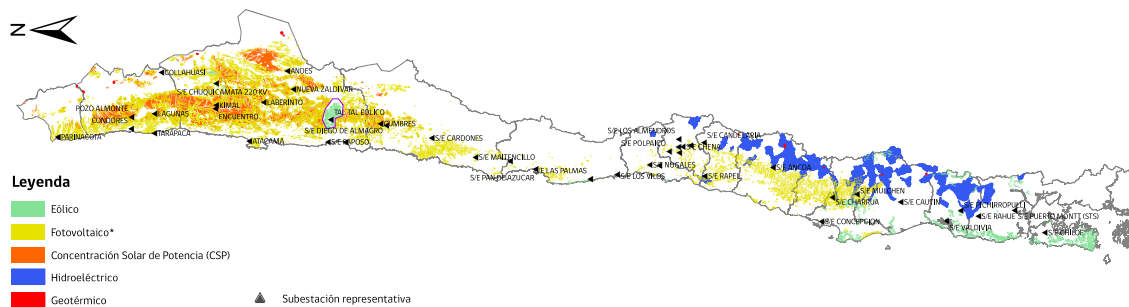


Figura 20: Potencial renovable Sistema reducido del SEN. Fuente: PELP IAA 2022. (p. 9) [37]

El potencial que hay para futuros candidatos de generación esta contenido en los candidatos y sus archivos respectivos empleados en cada nodo equivalente del sistema reducido. Esto proviene de la localización de potencial de generación candidata identificado por el Ministerio de Energía, en el cual se pondera o descarta zonas que tengan alto impacto social-ambiental, manteniendo las de mejor factor de planta. Luego, la selección de los candidatos sugiere la localización de la generación óptima donde puede haber potencialmente Polos de Desarrollo que puedan ser estudiados con una EAE (más información en Anexo). Las S/E Parinas (Tal Tal) y Los Changos (Mejillones) se encuentran en la región de Antofagasta, declarada como Polo de Desarrollo.

Ya que los nodo equivalentes del sistema reducido de la PET 2022 no coinciden con los de la PELP, originalmente se realizó la reasignación de generación y generación candidata a nodos cercanos, utilizando los candidatos de la PET (la cual consideraba la PELP IAA 2021). A modo de ejemplo, generación localizada en la región de Valparaíso estaba asociada al nodo Lo Aguirre, por lo cual, al eliminar tal nodo, se asocia su generación a Quillota, mientras que la que provenía de San Antonio se asocia a Polpaico. De forma similar ocurre al eliminar Ciruelos y distribuir la gran mayoría hacia Río Malleco y no a Nueva Puerto Montt.

Sin embargo, como se comentó anteriormente, finalmente fue requerido utilizar idénticos perfiles de generación, ya que a largo plazo las diferencias que tiene cada perfil impactan en la solución. Esto a causa de congestiones que se producen para una misma solución de transmisión. Producto de lo anterior, es importante destacar que en una misma subestación pueden haber distintos perfiles de generación eólica, los cuales permiten complementarse entre sí con tal de llegar a una mejor solución. Utilizar un mismo perfil de generación eólico en centrales de una misma subestación causa los errores comentados anteriormente. No se constató la diferencia entre perfiles de generación de la PET y la PELP, pero sí las diferencias que hay entre perfiles de generación eólicos en una misma subestación.

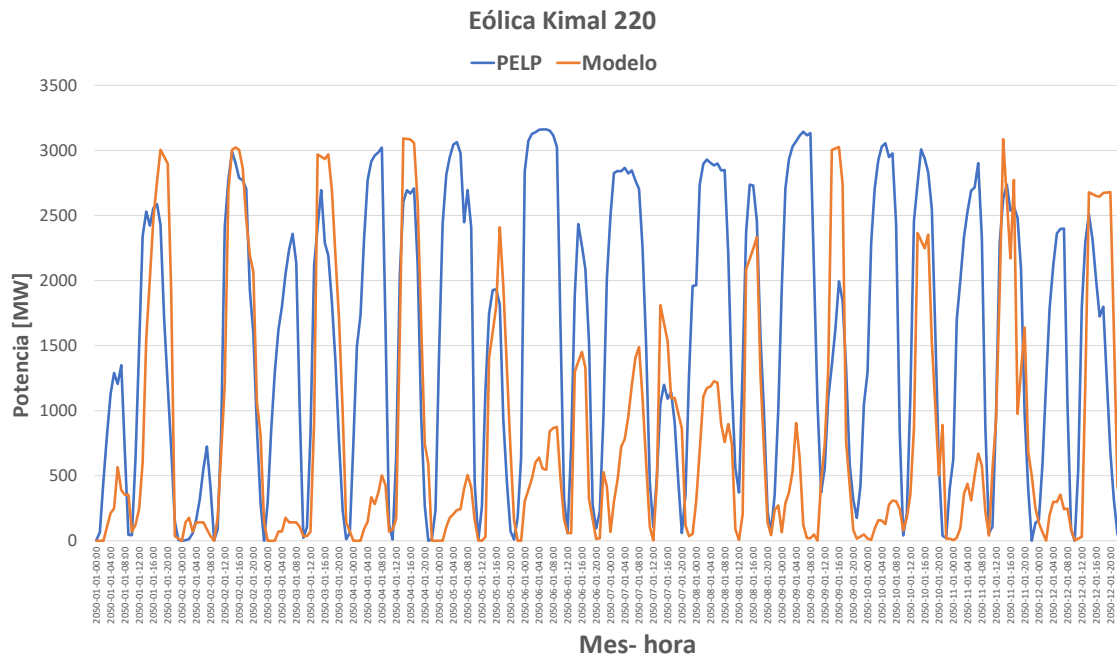


Figura 21: Generación eólica en la S/E Kimal 220 de acuerdo exclusivamente a los perfiles de generación, tanto para la PELP, como para una solución implementada usando un perfil disponible en la misma S/E.

Este ejemplo en particular contrasta al año 2050, C.N., las diferencias que hay entre utilizar el perfil de la PET -VALLE VIENTOS SING- en vez de utilizar la unión óptima de los perfiles Antofagasta 1-3 presentes en la PELP. En esta S/E también se tiene el perfil de generación -SIERRA GORDA-, pero no fue considerado, ya que se buscaba inicialmente evitar hacer coincidir los perfiles de generación de centrales de distinto nombre.

Recomendación

Los perfiles de generación eólicos particularmente varían importantemente en una misma S/E. Se destaca la necesidad de considerar la posible diversidad de perfiles de generación eólicos en una misma S/E, debido a que esto puede repercutir en posibles congestiones para una misma solución de transmisión. El hecho de que los candidatos de generación de la PELP y la PET difieran causa que ambos procesos no converjan a idénticas soluciones.

Originalmente los datafile asociados a recursos (solar, eólico, hídrico) correspondían a días de 24 horas proyectadas en 1 mes de 28-30 días, pero finalmente se cargo la solución con los perfiles de generación exactos.

CSP

La generación mediante CSP en la PET estaba modelada con un máximo de energía mensual que en realidad representaba la energía de 1 día típico, cuya suma de generación horaria al final del día no se puede superar. Sin embargo se constato que esta tenía errores que mejorar:

- La potencia se optimizaba en modulos de 90[MW], sin embargo la energía correspondiente a cada modulo de 13h de autonomía no se escalaba correctamente y estaba fija en la energía de un modulo de 90[MW].
- La autonomía de 13 horas que consideraba la b.d. de la PET, se constato se basa en los modulos identificado en la PELP, sin embargo, las 13h de autonomía mensual constante que consideraba en realidad se podía mejorar a una autonomía estacional, que dependa del mes, dado que una autonomia de 13h en realidad corresponde al factor de planta que se tiene en todo el año, y puede ser irrealista en meses de poco sol como invierno, por ejemplo.
- La autonomía de la central Cerro Dominador se identifico era excesiva. Consideraba 17.9h de autonomía (o un factor de planta mensual de $17.9/24=74.5\%$), sin embargo, hasta 2025, ha marcado un máximo factor de planta anual en el 2022 de 34.95 % (8.4h/24h anualmente). Por lo que se esta sobrestimando su energía. Destacando que es una inversión de 1400 millones de dolares.
- Los costos de inversión de cada modulo de 90[MW] de la PET, en realidad correspondían a un modulo de 100[MW], ya que las pérdidas auxiliares ya están interiorizadas en los módulos de 100[MW].

A lo anterior, se agrega que la solución de la PELP utilizada para realizar las simulaciones, proporcionada por correferentes, no tenia considerada la eficiencia del ciclo termodinámico de las centrales CSP, teniendo así alto factor de planta y el doble de la energía realmente disponible por la misma inversión. La eficiencia requerida aplicada es de 50 %, dado que esta es la que se estima sera la eficiencia que se logre en el año 2050 de acuerdo a estimaciones de la PELP. Actualmente es de 0,41 % aproximadamente. Esto no impacta la evaluación del modelo de transmisión dado que una vez validada la solución implementada las diferencias serán principalmente atribuidas al modelo de transmisión, dejando aplicar esta eficiencia en un escenario

adicional. Junto a lo anterior, también se observa que la PELP no se tiene definida una potencia mínima para cada potencial de generación, mientras que en la PET se tiene un mínimo de 15[MW] por modulo de 110[MW], como es el caso de la central Cerro Dominador.

Recurso Hídrico

En la misma línea de simplificar la coordinación hidrotérmica, utilizar menor cantidad de escenarios hidrológicos reduce tiempos de computo.

PET 2022 Diagnostico:

Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología Scenario Wise Decomposition, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente, con información histórica de los últimos 25 años hidrológicos registrados. (p. 49) [15]

- En la Figura 8 se indica que se utiliza 10 años de estadística hidrológica seca, lo cual pudo haberse modificado de 12 a 10 series representativas. Los 10 años se mencionan corresponden al período 2010-2018 más estadística año hidrológico seco 1998-1999. (p. 15) [36].

PELP:

- La PELP por otra parte considera una única condición hidrológica -muy seca-, utilizando el registro del año hidrológico 1998-1999 (p. 112) [1].

Por lo anterior, las hidrologías que considera la PET, que fue desarrollada poco tiempo después de la PELP, incluye la hidrología 1998-1999 única de la PELP, siendo más amplia la representatividad hidrológica. Sin embargo, se configuro para considerar unicamente la de 1998-1999 y tener los mismos supuestos.

La energía anual entregada por las hidroeléctricas de la PELP en el año 2050 representa un 8,9 % del total de la energía. En vista del IAA PELP 2022 (p. 32) [37], se puede ver que las hidrologías pueden influenciar la participación renovable como máximo entorno a $\pm 5\%$, lo que coincide con la cifra anterior y confirma que efectivamente la PELP esta usando una hidrología extremadamente seca con respecto a las posibles que la PET considera y los de la IAA PELP 2022.

Adicionalmente, en la b.d. PET Diag. 2022 existen restricciones de convenios de riego, derechos regantes y economías de riego; tanto para cuencas de Laja como Maule (sin nombrar Rapel, Bio Bio y Canutillar). No se menciona en especifico en el informe preliminar estas restricciones, mencionándose la gestión de cuencas en la (p. 52) [1]. Para no profundizar en esto, se considera que estas restricciones forman parte de un modelo representativo del SEN y que es conveniente incluirlas, lo que puede generar diferencias con la PELP.

H2

La demanda por producción de H2ESS y H2NOpt de la PELP, como se menciono anteriormente en -Demanda y horizonte-, corresponde a una demanda que la PELP cooptimiza con tal de proyectar la producción diaria y anual de H2 a menos costo. Sin embargo, dado que para esta investigación no se tiene acceso a estos modelos internos, y ya que su uso aumentaría los tiempos de simulación, la producción de H2 corresponde a una demanda fija en el archivo de demanda que, a diferencia de la PELP, no es optimizada iterativamente.

3.2.12. ESS

Se tiene antecedentes de que los sistemas de almacenamiento de energía, ESS, por sus siglas en inglés, favorecen cumplir con restricciones de corriente de cortocircuito, inercia y reserva (pp. 146, 182) [1], lo cual beneficia la seguridad [1] y permite el retraso de inversiones en transmisión ([1],[9]), por lo cual es deseable la inclusión de estas restricciones en la simulación a largo plazo con tal de que este adecuadamente representado su valor.

Dado que las restricciones operacionales aumentan el nivel de detalle y el tiempo de simulación, en el Diagnostico de la PET 2022 se relaja restricciones operacionales de detalle de reserva secundaria dinámica y rampas durante la cooptimización de generación-transmisión-almacenamiento, posteriormente agregándolas pero fijando transmisión a las inversiones de transmisión en la optimización conjunta.

- Separar la optimización de almacenamiento y transmisión desvalorizaría el beneficio de ESS, dado que permite postergar la expansión de la transmisión, en especial porque la generación renovable variable podría hacer uso de almacenamiento de energía coo-localizada en los Polos de Desarrollo.
- Por otra parte, realizar simulaciones sin el total de R.O. también desvalorizaría las ESS, dado que son capaces de dar flexibilidad y seguridad al sistema.

Se utiliza las mismas tecnologías que las empleadas en la solución de la PELP, mientras que el potencial en cada S/E que puede diferir dado que se utilizan los candidatos de la PET, salvo CSP, que es exacto.

Tabla 10: Tecnologías de ESS consideradas en la simulación.

Tecnologías	
Consideradas	No consideradas
Bombeo 18h	Bombeo 6h
CSP 13h	CSP 9-6h
Bess CRF	ACAES 4-12h
Baterías 2-4h	Baterías 6-8h
	Carnot 4-12h

3.3. Resultados

Escenarios:

- 0a5: TransporteLineasPELP-ConTrCand-CSPSinEfi-Perd5tramos
- 0a: TransporteLineasPELP-ConTrCand-CSPSinEfi-Perd20tramosDPNF
- 0b: Transporte-ConTrCand-CSPSinEfi-PerdidasNoLoc
- 0c: Transporte-ConTrCand-CSPSinEfi
- 1a: DC-ConTrCand-CSPSinEfi
- 1b: DC-ConTrCand-CSPSinEfi-TrConParam
- 2: Transporte-ConTrCand-CSPConEfi
- 3: Transporte-ConTrCand-CSPConEfi-PerfilesPET

Los resultados se contrastan con los resultados del proceso de la PELP preliminar 2023-2027, proporcionados por correferentes (difieren de los publicados en su informe).

Los escenarios siguen el siguiente orden lógico:

- Inicialmente se simulan escenarios con flujos de transporte en aquellos escenarios que comienzan con 0's; en estos se evalúa el efecto de implementar menor y mayor exactitud en el modelo de pérdidas en los escenarios 0a5 y 0a respectivamente, con lo cual se determina que utilizar 20 tramos por sentido Detectando Perdidas no Físicas en el modelo de pérdidas tiene un impacto relevante en la generación y los flujos, por lo cual se emplea en el resto de escenarios para mejorar la exactitud, en conjunto a ello se identifica que el escenario 0a5 con 5 tramos por sentido resulta tener menor diferencia en generación total con respecto a resultados de la PELP.
- Seguido de esto, se evalúa la posibilidad de utilizar pérdidas no localizadas concentrando las pérdidas de las líneas en amplificar en un 3 % la demanda de todas las S/E y anulando las pérdidas de las líneas, lo que es un escenario de interés para los correferentes.
- Luego, se procede a implementar la solución de la PELP con los parámetros desarrollados para las líneas de transmisión en el escenario 0c, el cual muestra el efecto de emplear parámetros de líneas de transmisión más realistas en el escenario 0c en comparación a las utilizadas por la PELP en los escenarios 0a y 0a5, sirviendo para contrastar el efecto que tienen las líneas de transmisión en la solución.
- Seguido de esto, se realiza flujos DC en los escenarios 1a y 1b, donde se evalúa en 1a el efecto que tiene realizar flujos DC en una solución que fue diseñada

en la PELP con líneas de transmisión optimizadas con flujos de transporte y con resistencias simplificadas que se buscaba validar. En todos los escenarios se anula los parámetros de resistencia y reactancias de los transformadores, aconsejado por correferentes con tal de evitar que los transformadores intervengan en la solución, dado que no se considera para esta investigación información exacta que proyecte sus parámetros reales en 30 años ó más (año 2050 por ejemplo). Por ello, adicionalmente se simula el escenario 1b en que sí se incorpora el efecto que tiene utilizar transformadores con parámetros de resistencia y reactancia actuales en la solución.

- Finalmente, los escenarios 2 y 3 son escenarios extra utilizando flujos de transporte y las líneas estimadas con el fin de identificar el efecto que tiene en la optimización corregir la eficiencia de las centrales de CSP y utilizar los perfiles de generación no exactos, pero si de la misma S/E en que se ubican las centrales, todo para una misma capacidad instalada en transmisión, lo que fue una simplificación en la realización de esta investigación inicialmente que causó serias diferencias inesperadas en la solución, y por ello se adjuntan sus resultados.

Con tal de caracterizar las simulaciones, se registra los siguientes resultados:

- Resultados generales
 - Costo total
 - Gap
 - Tiempo de simulación
 - Perdidas
 - Energía no servida
- Generación horaria por día típico por tecnología
- Capacidad instalada en generación por tecnología
- Transformadores expandidos
- Costos Marginales
- Capacidad instalada en generación por región y tecnología
- Capacidad de Almacenamiento por región y tecnología
- Generación Anual por tecnología
- Generación Anual por región y por tecnología

- Cargabilidad máxima y promedio de las líneas

Resultados generales

Tabla 11: Resultados generales del modelo PELP para distintos escenarios propuestos, Carbono Neutralidad, año 2050 (se utiliza punto para decimales).

Escenario	0a5	0a	0b	0c	1a	1b	2	3
F.O.[MMUSD]	157.736	157.102	207.575	175.567	191.637	192.273	444.557	2148.583
dif F.O. [MMUSD]	-	-0.634	49.840	17.831	33.901	34.537	286.821	1990.847
F.O.[dif%]	-	-0.402	31.597	11.304	21.492	21.895	181.837	1262.141
MIPgap	-	-	-	-	-	-	0.0025 %	0.0025 %
t[s]	00:03:40	00:12:23	00:03:08	0:30:29	02:13:13	16:27:14	00:33:22	00:23:19
t/t0a5	-	3.4	0.9	8.3	36.3	269.2	9.1	6.4
Perdidas/Gen [%]	4.2440	3.5159	4.2442	4.8910	3.9729	4.0925	4.1370	4.0316
Perdidas/Dem [%]	1.8984	1.5727	1.8984	2.1878	1.7771	1.8306	1.8505	1.8033
ENS %	-	-	-	-	-	-	-	-

Análisis de resultados

Como se comenta anteriormente, se prioriza en la simulaciones alcanzar un MIPgap de optimización menor a 0,5 %, realizando pruebas para menores MIPgap para investigar su efecto en la función objetivo, los tiempos y la cargabilidad hallada en las líneas. Se observo que los tiempos aumentan rápidamente y de forma errática para un menor MIPgap (no es lineal la reducción/mejora del MIPgap). Se observa además que la cargabilidad podía cambiar de forma importante entre soluciones a distinto MIPgap, siendo una diferencia en el MIPgap de 1 % una posible diferencia de hasta 200 % de sobrecarga en ciertas líneas en un escenario ficticio en que no se limita el flujo de las líneas. También cabe aclarar que el MIPgap es la diferencia entre F.O. del problema con variable entera mixta y del problema con las variables entera fijadas.

Se destaca que la solución en los escenarios con MIPgap, tienen un MIPgap que tiende a 0 con más de 4 decimales, dado que la solución entera converge al óptimo global del problema MILP.

Los resultados de la PELP 2023-2027 preliminar contenidas en el archivo de resultados -v2-, son discutidos a continuación:

No presentan energía no servida, lo cual es común a la simulaciones realizadas en esta investigación. Por otro lado, el costo de generación de la PELP para el año 2050, escenario C.N., es de 160.507[MMUSD] (empleando decimal como punto), por lo que hay una diferencia de 1,72 % con respecto al escenario 0a, lo que es significativo, dado que se supone que una diferencia de 0,5 % en el MIPgap es significativa. Esto se puede atribuir a diferencias en la demanda de climatización o perfiles de generación proporcionados por correferentes, siendo la demanda por climatización cualitativamente menor a la presente en el informe preliminar, comentado anteriormente (levemente, como se aprecia en las Figuras de demanda).

Por otro lado, el total de inversión en AVI de la PELP solo del año 2050 en generación y almacenamiento corresponde a 975[MMUSD], mientas que los AVI de años anteriores entre 2021-2049, inclusive, suman 28275[MMUSD], actualizándolos

al año 2050 con una tasa de 6 %. Es necesario recordar que las inversiones de años previos tienen un AVI que se optimiza solo en su etapa de optimización respectiva; si bien es un costo anualizado que se repite de manera indefinida, las etapas posteriores no consideran los AVI's de etapas/años anteriores y no conforman el valor de la F.O. en cada año, por lo cual, es útil llevar los AVI's a valor presente del año 2050 para identificar si las diferencias en la F.O. en los resultados son significativas en el lapso de tiempo hasta el 2050 (30 años). En esta investigación, se optara por solo comparar la F.O. de los resultados con respecto a la F.O. del año 2050, tal como lo realizaría la optimización en esta etapa.

Por otro lado, el costo de inversión en transmisión en el 2050 unicamente, suma 277.5878[MMUSD] en la variable de reporte -INV_cost-, mientras que suma previamente 2575.5357[MMUSD] en valores nominales entre 2021-2049 (inclusive). Estos valores se suponen sin anualizar, ya que si se escala la capacidad lineal expandida y su costo respectivo a la capacidad de un transformador conocido de 750[MW], 500/220[kV], de valor nominal de 22.5[MMUSD] de inversión, su valor es mayor al valor total sin interés de la inversión no anualizada del transformador, por lo que es correcto considerar que no están anualizados dichos valores. Por otro lado, considerando que tan solo la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre tiene un valor nominal que se acerca aprox. a 2000[MMUSD], los valores de inversión reportados en transmisión no parecen adecuados para ser considerados; más aún, hay expansiones que no reportan costo de inversión a pesar de tener expansión en capacidad, lo que no es coherente. Por otro lado, actualizando los valores a valor presente en 2050 y anulizandolos, tendrían un valor de 712[MMUSD], por lo que los CAPEX en transmisión alcanzarían un 2,456 % del CAPEX total en generación, transmisión y almacenamiento; mientras que el valor anualizado de los CAPEX en transmisión de solo el año 2050 correspondería a 28.3860[MMUSD] (2,83 % del CAPEX total en el año 2050). Por otra parte, cabe mencionar que los CAPEX indicados en transmisión son solo para expansiones lineales a las líneas ya existentes, es decir, no consideran CAPEX necesarios en refuerzos del sistema de transmisión en paralelo a las líneas expandidas que tendría que ser adaptadas con tal de evitar congestiones angulares.

Idealmente, se debe contar con el valor de inversión en transmisión para poner en valores % la diferencia hallada por la mayor exactitud del modelo de transmisión con respecto al total de la función objetivo en el año 2050, considerando el costo total de inversión cargada que no se esta optimizando, sin embargo, solo parece viable sumar a la función objetivo la inversión en generación, ya que los valores de transmisión no parecen coherentes para concluir al respecto.

Por otra parte, a continuación se resume el análisis y las principales diferencias entre los escenarios realizados, hallándose sus gráficas y tablas más adelante:

- Escenario 0a5: Se utilizan las líneas exactas de la PELP. Se utilizan 5 tramos de pérdidas por sentido y se tiene bajos tiempos de simulación, sin embargo se tiene menor control y exactitud en el modelo de pérdidas, ya que estas pueden maximizarse o alterar los flujos de potencia de forma irrealista si la optimización lo considera óptimo, esto se debe a que no se controla que la función por tramos que define los flujos se activen en un único sentido, y por ello tiende a aumentar las pérdidas si es que no se detecta. Se halla un óptimo global sin

ENS. La función objetivo NO considera los costos de la solución cargada, por lo que considera los OPEX del modelo de la PELP y los CAPEX corresponderían a solo expansiones adicionales a esta. La diferencia % en F.O. ayuda a entender las diferencias en estos escenarios, pero no son con respecto al valor global. Este escenario tiene menores diferencias con respecto a la energía total generada en la solución de la PELP, como se vera más adelante, junto a esto, modela las pérdidas mediante 5 tramos por sentido para cada línea, lo cual es computacionalmente más accesible; a modo de contexto la b.d. del Coordinador estaba configurada con una linealización de las pérdidas utilizando 3 tramos por sentido, aunque no tiene que tomarse como referencia ya que todo debe ser verificado. Por ello, este escenario, más práctico y más cercano en energía generada, puede suponerse como el escenario de validación/referencia.

- Escenario 0a: Emplear 20 tramos de pérdidas por sentido y detectar pérdidas no físicas reduce las pérdidas % del escenario con respecto al mismo modelo en 0a5 con menor exactitud en 0,73 % aprox., y también aumenta tiempos de simulación 3.4 veces en este escenario, pero esto escala drásticamente para otros escenarios, por lo que es una razón para no emplearlo al igual que como estaba configurada la b.d. del Coordinador. Los cambios en F.O. son unicamente por considerar de distinta manera el modelo de pérdidas. La diferencia en transmisión es causada por esta diferencia. Si bien las diferencias en la F.O. son despreciables, siendo un 0,4 % con respecto a 0a5, y a aún menor si se considera los 975[MMUSD] en CAPEX anualizados en generación y almacenamiento no presentes en su F.O.; si se tiene un impacto en la distribución de generación anual por S/E significativo, como se vera más adelante; ello puede afectar relevantemente la capacidad instalada expandida necesaria en cada S/E, y no se ve en la función de costos por considerar una solución cargada cuya inversión no esta optimizada. Por lo tanto, se halla una diferencia relevante en la distribución de la generación por utilizar mayor exactitud en las pérdidas (linealización de 20 tramos por sentido y detectando pérdidas no físicas); esto motivó aplicar este modelo de pérdidas al resto de escenarios, con lo que se mejora la exactitud de los resultados; sin embargo, cabe recordar que las pérdidas por defecto se localizan dividiéndose en partes iguales en las S/E que unen las líneas cuando se utiliza linealización de pérdidas por tramos, aunque se puede suponer que al activar detección de pérdidas no físicas, como es el caso del escenario 0a en adelante, esto debería ser corregido por su formulación, gracias a que se obliga a que los tramos se activen en orden y hacia un único sentido (lo que no se especifica en el manual).
- Escenario 0b: considerando pérdidas no localizadas, es decir, aumentando indiscriminadamente en un 3 % la demanda de cada S/E sin una dependencia de los flujos de las líneas que la abastecen, se halla una diferencia de 50[MMUSD] con respecto al esc. 0a5, lo que es una diferencia de un 31,6 %, lo cual es significativo con respecto al escenario anterior, y si se considera además solo la inversión en generación y almacenamiento de 975[MMUSD], corresponde a un 4,4 %, lo que concluye que es significativo, sin considerar el hecho de no optimizar la solución cargada. Por otra parte, tarda menos que el caso anterior debido a que las líneas no tienen pérdidas. Como referencia, un transformador de 750[MVA] 500/220[kV] tiene un valor de 22.5[MMUSD] en valores nomina-

les del año 2021 en que fue configurada la b.d. (con un horizonte de 20 años), por lo que, a una rentabilidad de 10 %, una V.U. de 40 años, tendría un AVI de 2.3[MMUSD] y las diferencias observadas corresponderían al valor de 21.66 transformadores de este tipo, lo que también es significativo. Cabe mencionar que en la PELP el costo de los transformadores 500/220[kV] no es completamente considerado, ya que las S/E en 220[kV] solo modelan las destinadas a flujos de transmisión y no a la necesaria para conectar la generación a la S/E, con tal de evitar esta optimización. Más aún, el efecto que tiene en la distribución de generación anual por S/E es importante, y dado que la solución cargada no fue configurada para permitir reducciones de capacidad instalada para poder ahorrar este costo, ya que aumenta tiempos de simulación, la F.O. no es completamente representativa (lo que ocurre en otros escenarios) y existe una oportunidad de reducir generación anual en las S/E y por ende capacidad instalada en generación. De acuerdo a correferentes, en la PELP no se utilizó pérdidas no localizadas, pero se estaba evaluando su realización. También es interesante destacar que las pérdidas obtenidas corresponden a un 1,898 % de la demanda, estas pérdidas se atribuyen exclusivamente a las ESS, por lo que también hay que agregar el 3 % interiorizado en la demanda (usada como base para calcular los porcentajes de pérdida de este escenario), en otras palabras, las pérdidas ascenderían a $1,8984 \cdot 1,03 + 3 \%$, es decir 4,898 % de la demanda sin escalar utilizada en los otros escenarios, siendo el escenario de mayores pérdidas por unidad de demanda, lo que puede explicar el mayor OPEX. También, por otro lado, el hecho de que se tengan OPEX más cercanos a los de la PELP en los escenarios 0a5 y 0a, permite suponer que efectivamente no se utilizó pérdidas no localizadas.

- Escenario 0c: Se emplean las líneas equivalentes a la solución sin criterio N-1 con tal de aislar este efecto. Las líneas de la PELP tienen parámetros de resistencia y reactancia cuya metodología no se tuvo acceso; algunas por ejemplo no tienen resistencia y causa que los flujos de transporte sobreutilicen estas líneas en vez de la línea existente en paralelo con resistencia, o bien la poca exactitud de sus reactancias causarían que se congestionen angularmente entre líneas en paralelo, por lo que no se utilizan para realizar flujos DC. Realizar flujos de transporte evita que las congestiones angulares perturben la optimización ya que la resolución de estas es posible, pero su costo no se considera en la optimización. En este escenario se halla una diferencia de 17.8[MMUSD] con respecto al caso 0a5 (referencia) en OPEX y CAPEX en transformadores atribuidas exclusivamente a la diferencia en pérdidas y flujos, sin haber expansión en generación o almacenamiento; o bien 18.465[MMUSD] con respecto al esc. 0a, lo que solo es el efecto de las líneas y anula el efecto del modelo de pérdidas. En valores porcentuales, el valor de la F.O. del esc. 0a5 como referencia, hay una diferencia de 11,3 %; esta diferencia porcentual no es global, por lo que corresponde exclusivamente a las pérdidas y su efecto en los OPEX y CAPEX sin la solución cargada, resultando mayores pérdidas y menor transformación en la S/E Los Changos 500-220[kV] debido a las diferencias en generación que causa utilizar pérdidas más exactas tanto en cantidad de tramos por sentido, detección de pérdidas no físicas y el efecto que tienen las resistencias de las líneas. Esta diferencia corresponde a un 1,57 % del valor global sin CAPEX en transmisión, lo que también es significativo. Comparando los escenarios 0a5,

0a y 0c se identifica cada efecto por separado. Finalmente, este caso tiene menos líneas de transmisión que el escenario con las líneas de la PELP exacta, pero varias líneas de la PELP no tienen resistencia, por lo que la diferencia en tiempos de simulación es por el número de líneas cuyas pérdidas se tienen que simular. También se hallan mayores pérdidas que en los escenarios con las líneas de la PELP (escenarios 0a5 y 0a), lo que se puede atribuir a la mayor exactitud al determinar las resistencias (sin considerar efecto N-1 en las líneas).

- Escenario 1a: Escenario donde se realizan flujos DC sobre las líneas equivalente determinadas en el caso 0c (las líneas de la PELP no se pueden simular por tener reactancias irrealistas). Se halla que realizar flujos DC causa una diferencia de 33.9[MMUSD] en OPEX y CAPEX en transformación con respecto al escenario con líneas de la PELP 0a5, correspondiendo a una diferencia de un 21,49 %, o de un 2,99 % se suma el costo de inversión en generación y almacenamiento, lo cual es significativo. Esta diferencia es atribuida a la diferencia en el modelo de pérdidas, lo que modifica el % de estas en la solución, al hecho de utilizar resistencias más realistas, y al hecho de realizar flujos DC con una baja congestión angular. Las congestiones angulares son capaces de aumentar significativamente las diferencias si es que estas provocan expansiones en generación y almacenamiento. En este escenario, el enmallado en 220[kV] al norte del sistema reducido presenta en instante congestiones que no causan inversión en generación o almacenamiento en parte por el hecho de que estas inversiones se realizan con variable entera y no lineal, lo que reduce en cuanto se ajusta el modelo para compensarlo. El escenario no presenta congestión angular en el sistema en 500[kV], debido a que su mayoría esta de forma radial (no enmallado) y que la única línea que si esta en paralelo al sistema en 220[kV] tiene una menor reactancia y por ello alcanza su máximo sin afectar drásticamente al sistema. Es necesario destacar que en todos los escenarios se anulan los parámetros de los transformadores con tal de que no perturben los resultados, con excepción del escenario 1b, esto debido a que se considera por correferentes que los transformadores son de menor costo y más flexibles con respecto a la generación, ESS y las líneas de transmisión, y ya que no se tiene información exacta sobre su comportamiento en el 2050. Debido a que hay congestiones angulares puntuales, responsables de aumentar los costos en 16.07[MMUSD] con respecto al escenario 0c con idénticas líneas y flujos de transporte, evitar estas congestiones podría reducir las diferencias si se diseña una solución de menor costo para ello. La diferencia es de un 1,418 % con respecto al costo total del escenario 0a5 que se puede considerar de referencia (considerando el costo de la inversión cargada sin transmisión). Las congestiones angulares se explican debido a que realizar flujos de transporte es similar a tener líneas de tecnología HVDC que no representa la realidad de una línea AC, por lo que tener una línea de 660[MW] entre Parinas500 y Nueva Zaldivar 220 reduce los costos cuando se realiza flujos de transporte pero puede perjudicarlos cuando se realiza flujos DC, lo que debe ser evaluado habilitando el retiro de la línea, lo cual puede ser también en determinados instantes y no necesariamente permanente, lo que sería costoso de simular. También se destaca que los tiempos de simulación aumentan en 36 veces el tiempo de simulación del caso de referencia 0a5, o 4.36 el escenario similar con flujos de transporte 0c, lo cual puede escalar

aun más si el problema de optimización crece, ya que los tiempos aumentan de forma no lineal. Finalmente, el gap confirma una solución cercana al óptimo global cuyo efecto en la F.O. es despreciable con respecto a la diferencia en F.O. causada por usar flujos DC, lo cual es necesario para evaluar el modelo de transmisión sin el ruido que genera utilizar óptimos locales.

También cabe mencionar que se simuló adicionalmente sin la línea Parinas 500-Nueva Zaldivar 220 (lo cual ayuda a reducir la congestión angular) y sin expansión de transformación en los transformadores, lo que causa mayores congestiones angulares, también utilizando idéntico modelo de pérdidas (linealizadas por tramos, 20 por sentido, detectando pérdidas no físicas), lo cual resulta en una expansión de solo en ESS de 646[MW] en las S/E que quedan aisladas por la congestión en 220[kV] (Changos 220 y Nueva Zaldivar 220) y aumenta el costo de la F.O. a 372.36[MMUSD], lo que es 196.79[MMUSD] más caro que el escenario con flujos de transporte (0c), ayudado por desconectar Parinas500-Nueva Zaldivar 220[kV] en este escenario alternativo. De ello se concluye que permitir la expansión en transformadores es lo más adecuado y realista, ya que en la práctica tienen menor costo; por ello, se permite para todos los escenarios la expansión en transformación, evitando que interfieran con la optimización.

- Escenario 1b: Este escenario se asemeja al escenario 1a, con la diferencia de que tiene transformadores y candidatos de expansión de transformación cuya variable de decisión es entera y no lineal, incorporando además los parámetros de los transformadores. Se haya que incorporar reactancias y resistencias a los transformadores no provoca en estas circunstancias un significativo aumento de las congestiones angulares, ya que las pérdidas y su efecto en los ángulos aumenta el costo de la F.O. en 0.64[MMUSD], lo cual es un 0,33 % de su F.O., lo cual es significativo si se optimiza con MIPgap más alto que esto, pero dado que considerar la inversión en generación, almacenamiento y transmisión reduciría su valor porcentual respecto al total, se vuelve despreciable globalmente siempre y cuando no se produzcan congestiones angulares que causen expansiones en generación o almacenamiento. En otras palabras, el error es bajo si se supone que estas congestiones angulares serán resueltas por medios más económicos que la expansión en generación o almacenamiento, como pueden ser transformadores desfasadores, reactancias en serie, FACTS o tecnologías que desarrollen a futuro por ejemplo, lo que no se optimiza en el problema de optimización general, sino que se realiza en escenarios adicionales al general. Adicionalmente, el hecho de no utilizar candidatos de expansión lineales y utilizar variables enteras en transmisión repercute multiplicar los tiempos de simulación del caso 1a por 7.4, similar al número de transformadores candidatos (8x750[MW]), por lo que hay un aumento casi lineal con el número de candidatos de transmisión (no así cuando el número de candidatos crece, en que se vuelve más no lineal). Por otro lado se tiene 269 veces el tiempo de simulación del escenario 0a5, con modelo de pérdidas simplificada a 5 tramos por sentido, sin detectar pérdidas no físicas, con líneas de transmisión sin resistencia lo cual ayuda a reducir tiempos de simulación, y todo esto para un problema de optimización en que se carga la solución, por lo que los tiempos de simulación aumentarían no linealmente aun más en un escenario distinto

y en un problema de optimización más grande, lo que es motivo para evitar realizar flujos DC y suponer que los costos por congestión angular se puedan resolver de manera más económica fuera del problema de optimización. Por otra parte, también se destaca que incluir la transformación necesaria para poder conectar esta generación disminuiría aún más sus parámetros de resistencia y reactancia, lo cual puede acercar más el escenario 1b con el 1a y ayuda suponer que anular sus parámetros y utilizar variables de expansión lineales en estos es una opción viable y de bajo error (verificando que efectivamente haya un transformador que acople angularmente el sistema en 500 y 220[kV]).

- Escenario 2: Tanto el escenario 2 y 3 son escenarios extra. El escenario 2 incorpora la eficiencia que se espera de las centrales CSP en el año 2050, la cual no estaba presente en la solución de la PELP implementada, y muestra las diferencias producto de esto, para una misma solución de transmisión, almacenamiento y generación. Las centrales CSP corresponde a la tecnología de generación de mayor costo por kW, con una participación en la capacidad instalada de un 7,4 % y de un 24,3 % en la generación anual en el escenario 0a5. Se observa que se produce un aumento en la inversión en generación exclusivamente en generación FV (1.2GW), siendo la capacidad en CSP implementada de 7.1[GW], como se vera más adelante, correspondiente a la diferencia en costos con respecto al escenario 0c a un 25,3 % del costo total de este año del escenario 0a5 (sin considerar el costo de inversión en transmisión), por lo que es un error importante no haberse considerado. Incluir esta eficiencia además reduce la expansión en los transformadores en Los Chagos 500/220[kV] del escenario 0c desde 1057[MW] a 342[MW]. La generación de centrales CSP en este escenario disminuye desde 53.2 a 33.4[TWh], a pesar de aplicar una eficiencia de aprox. 50 %, que es la proyectada a 2050 en la PELP, por lo que los 7[TWh] adicionales son por reducción de vertimiento. Esto es atribuible a congestiones, ya que se verifico que en la solución de la PELP no todas las centrales CSP funcionan a pleno factor de planta, y por otro lado, la transmisión se ajusta a la menor disponibilidad de energía flexible que tenían las centrales CSP para exportar al sistema en 500[kV].
- Escenario 3: Finalmente, el escenario 3 muestra el efecto que tiene en la solución no considerar los perfiles de generación exactos de la PELP al implementar la solución, utilizando los perfiles de generación en la base de datos de la PET Coordinador para la misma S/E (suponiendo que los perfiles tengan poca diferencia para una misma S/E). Esta simplificación por si sola causa una expansión de 10.03[GW] en generación Eólica y Solar FV principalmente para una misma solución de transmisión y generación, lo que demuestra la importancia de considerar la diversidad de perfiles de generación que puede haber en una misma S/E, y a su vez las diferencias que se pueden producir entre la PET del Coordinador y la PELP del Min. de Energía por el hecho de no emplear los mismos perfiles de generación para sus candidatos y centrales existentes. Recordando que la transmisión tiene un bajo costo con respecto a la generación, su congestión puede tener un efecto aún mayor, por lo que la expansión de la transmisión que determine la PELP y la PET podrían ser drásticamente diferentes solo por este hecho. Esta simplificación perjudicó realizar una correcta validación en un principio, ya que esta aparentaba ser

valida de realizar, dada la complejidad que implicaba implementar perfiles de generación para centrales en la b.d. del Coordinador con nombre no idénticos a los de la PELP. Se destaca que la diferencia en F.O. es incluso mayor que no considerar la eficiencia de las centrales CSP, la cual es la tecnología de mayor costo por kW y tiene una participación en la capacidad instalada de un 7,4 % y de un 24,3 % en la generación anual del escenario 0a5. Finalmente, se demuestra la importancia de la exactitud de los perfiles de generación, ya que, para una misma solución/capacidad de transmisión, la diferencia en perfiles de generación causa congestiones que obligan a algunas S/E a recurrir a centrales de costo variable alto, lo que causa mayor expansión en generación. Por ende, dimensionar transmisión en base a un perfil de generación poco representativo, puede causar un aumento drástico de los costos de operación para una idéntica solución.

Generación diaria

Como se comento anteriormente, es necesario verificar que los perfiles de generación se lean correctamente y estos no causen, por ejemplo, generación solar nocturna, lo cual se observo en la b.d. de la PET del Coordinador cuando se emplea menos de 30 periodos simulados por mes debido a su configuración (empleándose 8-24 en los de la PET hasta hoy en día). La gráfica verifica el comportamiento horario de la generación. Esto solo se realiza como validación para el escenario 0a5.

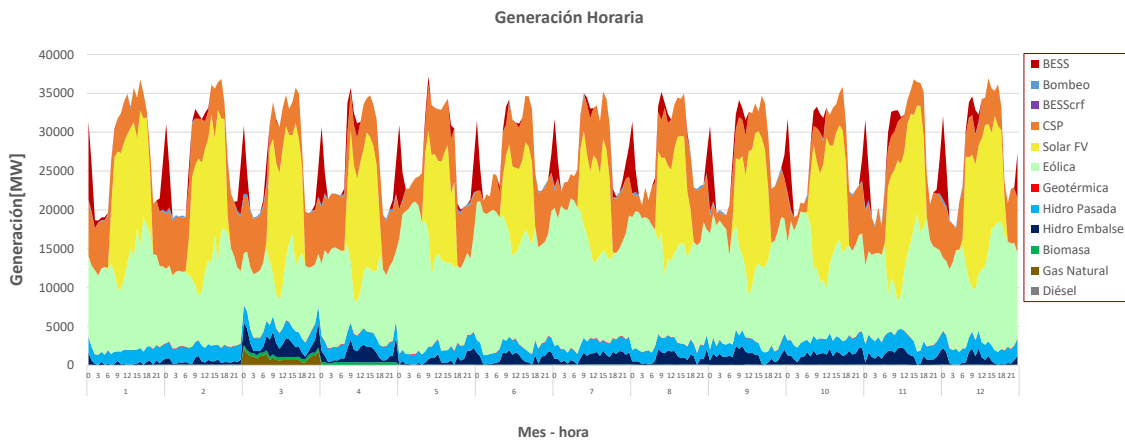


Figura 22: Generación horaria del escenario 0a5.

Se destaca que la generación presentada tiene el defecto de no considerar eficiencia en la generación de centrales de CSP. Con tal de evaluar en la solución el efecto del modelo de transmisión más detallado, se replica este error. Se destaca que la generación en base a gas natural o hidroeléctricas de embalse actúa en periodos de baja generación eólica, lo cual depende de los perfiles de generación utilizados y es la razón del aumento puntual de los costos marginales en los escenarios, debido a que las S/E que se ven afectadas por una congestión en momento critico de baja disponibilidad eólica/solar, se ven en la necesidad de recurrir a centrales de mayor costo variable, como diésel y gas natural, lo cual ocurre en el escenario 3 principalmente en que existen mayores congestiones por la diferencia en los perfiles de generación.

Capacidad instalada

Tabla 12: Capacidad instalada por escenario y diferencias con respecto a la PELP, escenario Carbono Neutralidad, año 2050 (los decimales se indican con puntos).

Escenarios	Capacidad [GW] & Diferencias [%]											Total		
	Eólica	Solar FV	BESS	CSP	Geotérmica	Bombeo	BESScrf	Gas Natural	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Diésel		Biomasa	
PELP Carbono Neutralidad 2050	32.5	24.4	13.8	7.1	0.1	0.5	0.0	4.6	4.5	3.4	3.9	0.6	95.5	[GW]
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd5tramos	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	Diff [%]
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd20tramos	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	
Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi_PeridasNoLoc	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	
Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	
DC_ConTrCand_CSPSinEfi	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	
DC_ConTrCand_CSPSinEfi_TrConParam	-	-	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	0.2	
Transporte_ConTrCand_CSPConEfi	-	4.9	0.1	0.1	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	1.4	
Transporte_ConTrCand_CSPConEfi_PerfilesPET	8.0	30.0	0.1	5.7	-	-	-	2.7	-6.6	8.6	2.7	-14.5	11.0	

Tabla 13: Capacidad instalada y diferencias con respecto a la PELP, escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Escenarios	Capacidad [GW] & Diferencias [GW]											Total		
	Eólica	Solar FV	BESS	CSP	Geotérmica	Bombeo	BESScrf	Gas Natural	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Diésel		Biomasa	
PELP Carbono Neutralidad 2050	32.5	24.4	13.8	7.1	0.1	0.5	0.0	4.6	4.5	3.4	3.9	0.6	95.5	[GW]
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Per5tramos	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Per20tramos	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi_PerdidasNoLoc	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
DC_ConTrCand_CSPSinEfi	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
DC_ConTrCand_CSPSinEfi_TrConParam	-	-	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	0.154	
Transporte_ConTrCand_CSPConEfi	-	1.200	0.008	0.009	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	1.354	
Transporte_ConTrCand_CSPConEfi_PerfilesPET	2.590	7.315	0.008	0.409	-	-	-	0.122	-0.298	0.295	0.105	-0.087	10.459	Dif[GW]

Se destaca que los escenarios de transporte previos a realizar flujos DC no tienen expansiones en generación y almacenamiento, debiéndose las diferencias exclusivamente a redondeo de los módulos con que se implementa soluciones de BESS y CSP, siendo diferencias de 8 y 9[MW] respectivamente. Por otra parte, las diferencias en centrales de Gas Natural hacia su derecha, se debe exclusivamente a diferencia en centrales existentes, ya que a estas no se les permite expansión. En concreto, correcciones en la asignación de tecnología, y reasignar la central Antuco desde tecnología de pasada a embalse (como esta en la PET, dado que esta en serie a otras centrales). Las diferencias en capacidad total de las centrales para la validación y para flujos DC, por ende, sin haber expansión, corresponde a un 0,16 %, causada exclusivamente a las centrales existentes.

Las diferencias no ocurren por el hecho de realizar flujos DC con una solución diseñada con flujos de transporte, o por realizar pérdidas no localizadas, sino que ocurren por corregir la eficiencia de las centrales de CSP o cuando no se utilizan los perfiles de generación exactos (y se supone erróneamente que los perfiles eólicos y solares en una misma S/E son semejantes). Se destaca además que no existe expansión en ESS para todos los escenarios, lo que puede indicar que la eficiencia de las tecnologías de bombeo y BESS no genera ahorros significativos por arbitraje de energía (diferencia en costos marginales) que permita su expansión, prefiriendo la expansión de centrales solares fv y eólicas.

Como se menciona, esta la posibilidad de que se puede reducir la generación cargada, en caso de que los perfiles de generación no sean los exactos y se pueda ajustar la generación aún más en alguna S/E específica, sin embargo, se verificó que todas las correcciones realizadas ayudaron a minimizar la expansión, llegando a 0 solo después de estas: centrales que no estaban en el perfil de generación y que tenían Connected False que si estaban conectadas, la carga de los perfiles de generación exactos, la corrección de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, la corrección de la forma en que se ingresaba la demanda y los perfiles de generación en la b.d. del Coordinador, la manera en que estaban configuradas las centrales CSP del Coordinador (ya que su energía no estaba escalando con los módulos), y corregir la eficiencia de las centrales CSP.

Expansión de transformadores

Como se menciona anteriormente, la expansión de los transformadores se permitió principalmente con tal de que estos no intervengan en la solución, ya que se considera por correferentes estos son flexibles y de bajo costo con respecto al global. Las diferencias en expansión en el escenario de validación y caso base 0a5 se atribuyen a posibles diferencias en los perfiles de generación o en la demanda con respecto a las utilizadas por la PELP, siendo proporcionada por correferentes, o bien, otro elemento del modelo que difiera del modelo de la PELP que no se logro identificar.

Las diferencias entre escenarios se atribuyen a las diferencias en exactitud con que se modelan las pérdidas y las líneas de transmisión (esc. 0a5, 0a, 0b, 0c), lo cual redistribuye la generación para una misma capacidad instalada, a emplear flujos DC o de transporte (1c con respecto al escenario 0c), a diferencias entre utilizar transformadores con parámetros no anulados con variables de expansión enteras (1b

con respecto a 0c), y a la diferencia en factores de planta o perfiles de generación en los escenarios adicionales (2 y 3), destacándose en estos últimos que solo se expande generación, sin haber expansión de ESS o transmisión, lo que puede atribuirse a una generación más ajustada.

Cabe destacar que la generación candidata en Los Chagos 500[kV] y Kimal 500[kV] se modela conectada directamente en 500[kV], por lo que las cifras no consideran la capacidad instalada necesaria para interconectar la generación. Lo mismo ocurre en otras S/E del sistema reducido en 500[kV] no interconectadas al sistema en 220[kV]. Mientras que en Nueva Zaldivar 220 se asume la generación candidata conectada en 220[kV].

Tabla 14: Capacidad instalada de los transformadores de la PELP preliminar 2023-2027 para el año 2050, y expansión adicional por escenario.

Escenario	PELP C.N. 2050	Expansión Tramo [MW]					
		0a	0a5	0b	0c	1a	2
Tr. Changos 500/220 [kV]	1500	890.3	885.4	1127.3	1056.9	1335.8	342
Tr. Kimal 500/220 [kV]	1695	-	-	-	-	-	-
							605.3
							568.8

Tabla 15: CAPEX anualizados en transmisión de los escenarios desarrollados.

Escenario	Expansión Tramo [MMUSD]						
	0a	0a5	0b	0c	1a	1b	3
Tr. Changos 500/220	2.73	2.72	3.46	3.24	4.10	4.60	1.05
Tr. Kimal 500/220	-	-	-	-	-	-	1.74

Se destaca que la F.O. de los escenarios se compone de estos CAPEX y los OPEX exclusivamente. Restar estos CAPEX a la F.O. origina menores valores de OPEX que aumentan levemente las diferencias con respecto a los OPEX de la PELP.

Costos Marginales

Los costos marginales permiten identificar la presencia de congestiones o S/E con E.n.S., lo cual no esta presente en los escenarios de transporte realizados y se presentan a continuación como parte de la validación. Por otra parte, si se presentan congestiones en ciertos instantes particularmente en los escenarios con flujos DC (1a y 1b), atribuido a congestiones angulares en el sistema en 220[kV] por su mayor reactancia con respecto al sistema en 500[kV], lo que congestiona el suministro a las S/E afectadas (destacas con marcadores), Los Changos 220 y Nueva Zaldivar 220 en instantes en que coinciden con baja generación variable; lo que aumenta la generación en base combustibles de mayor costo variable. Esto no ocurre en los escenarios 2 y 3 ya que son flujos de transporte, o bien se compenso por generación candidata. Cabe recordar que se utiliza generación candidata con expansión en variable entera en módulos de 50-100[MW] como máximo, lo cual puede haber aumentado levemente los CMs y por ende la F.O. al discretizar la expansión y no permitir un mayor ajuste.

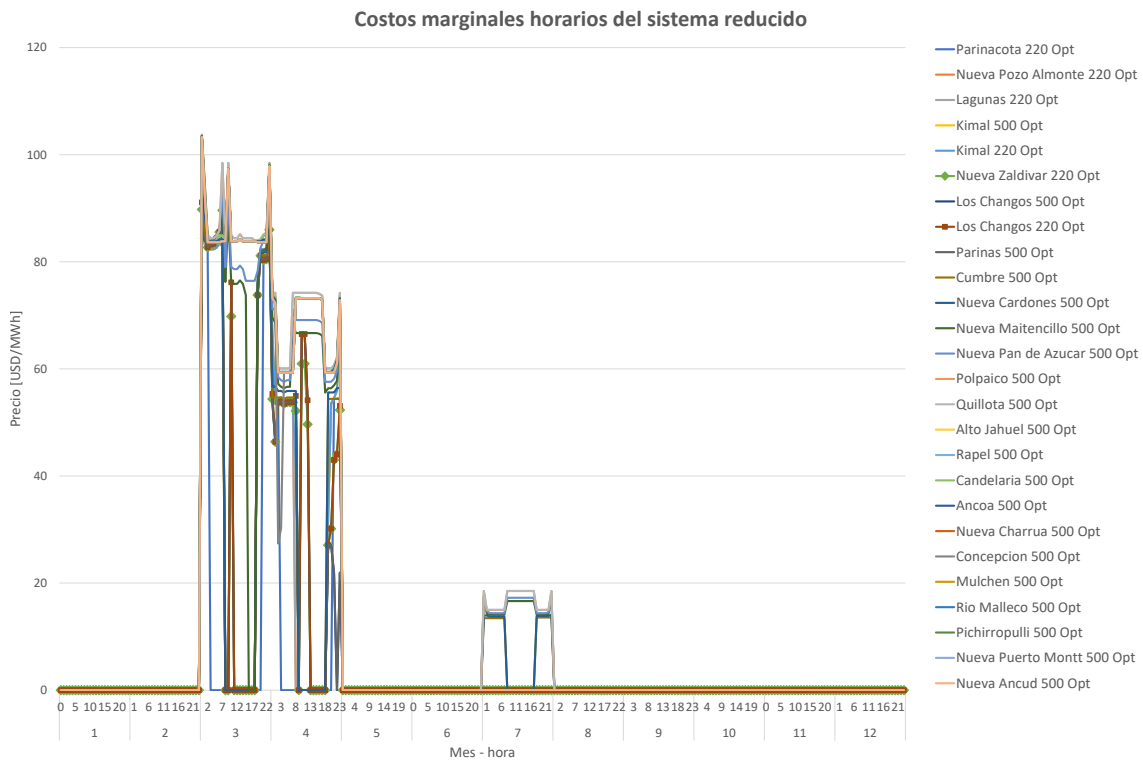


Figura 23: Costos marginales en el escenario de transporte 0a5, considerado escenario de referencia o validación.

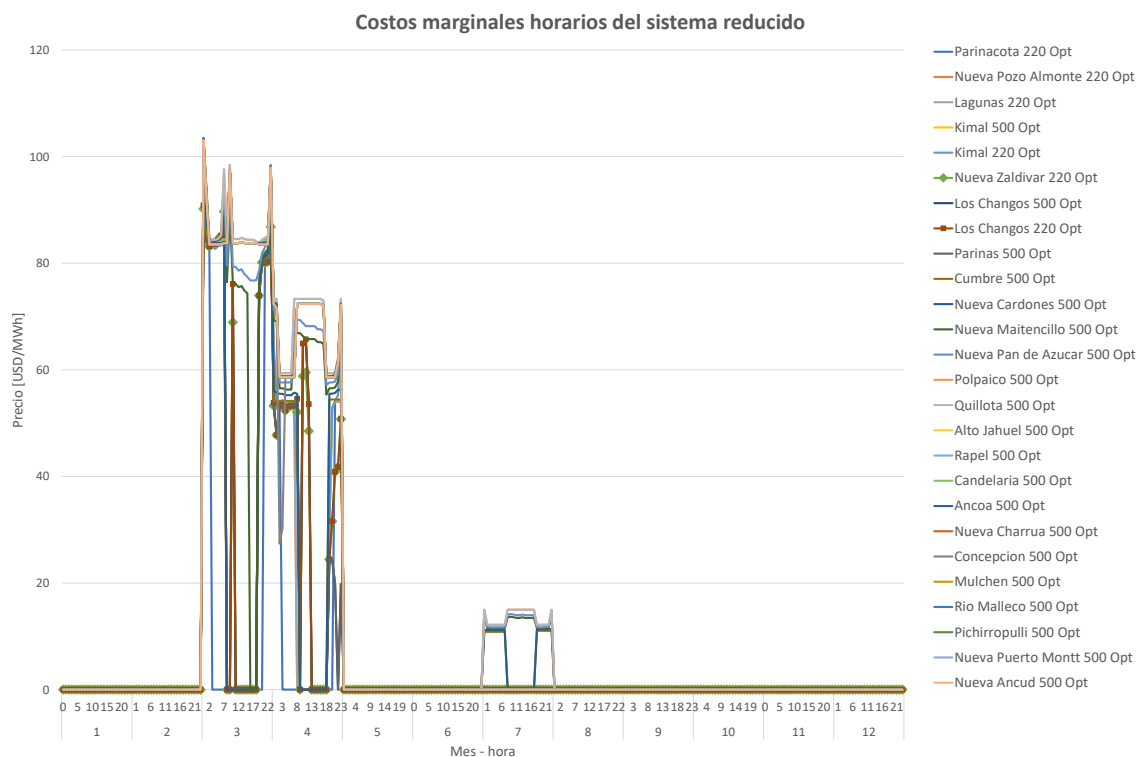


Figura 24: Costos marginales en el escenario de transporte 0a.

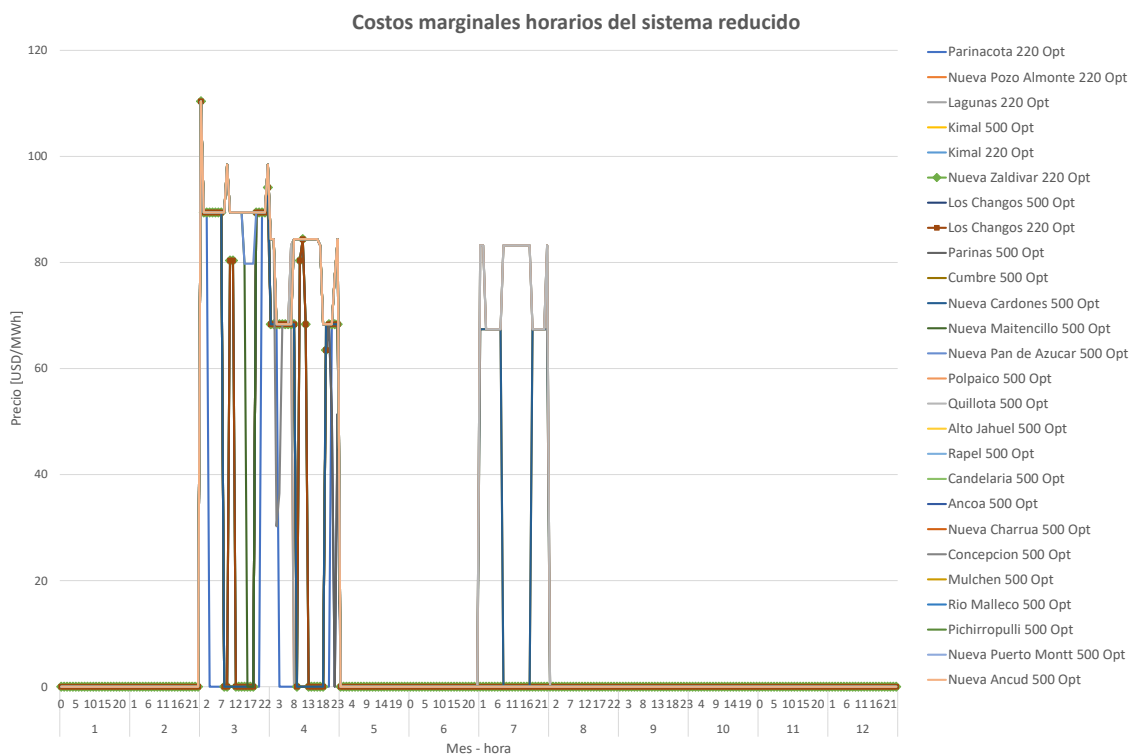


Figura 25: Costos marginales en el escenario de transporte 0b.

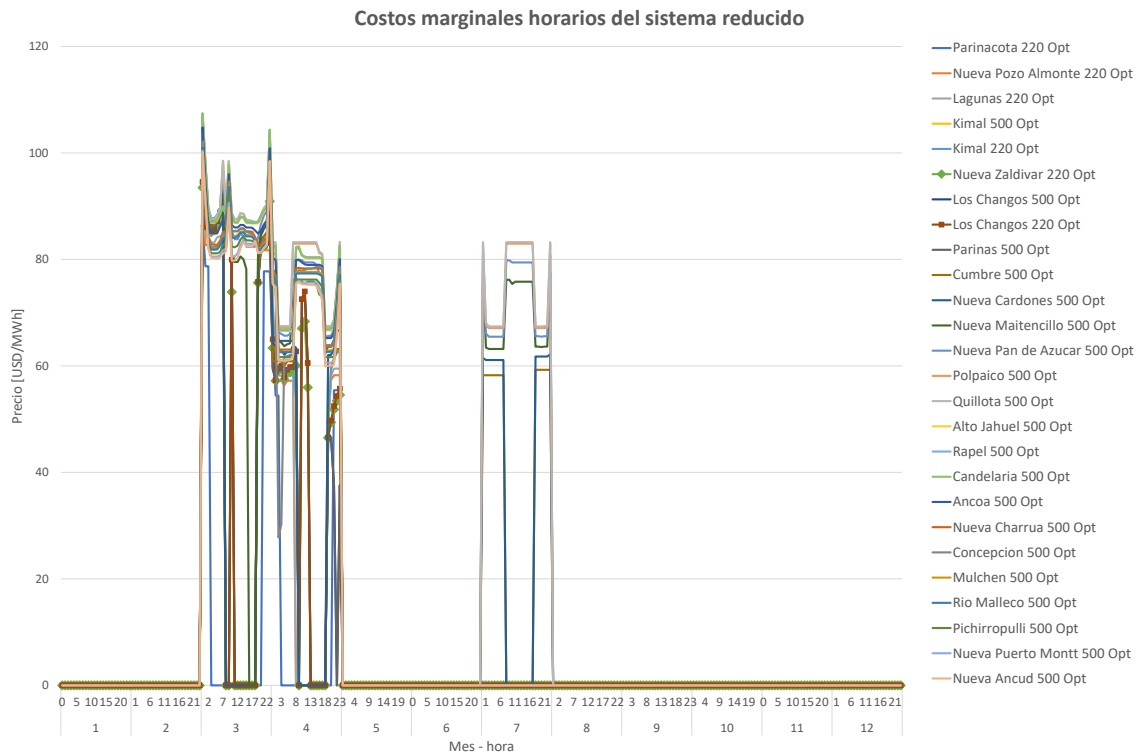


Figura 26: Costos marginales en el escenario de transporte 0c.

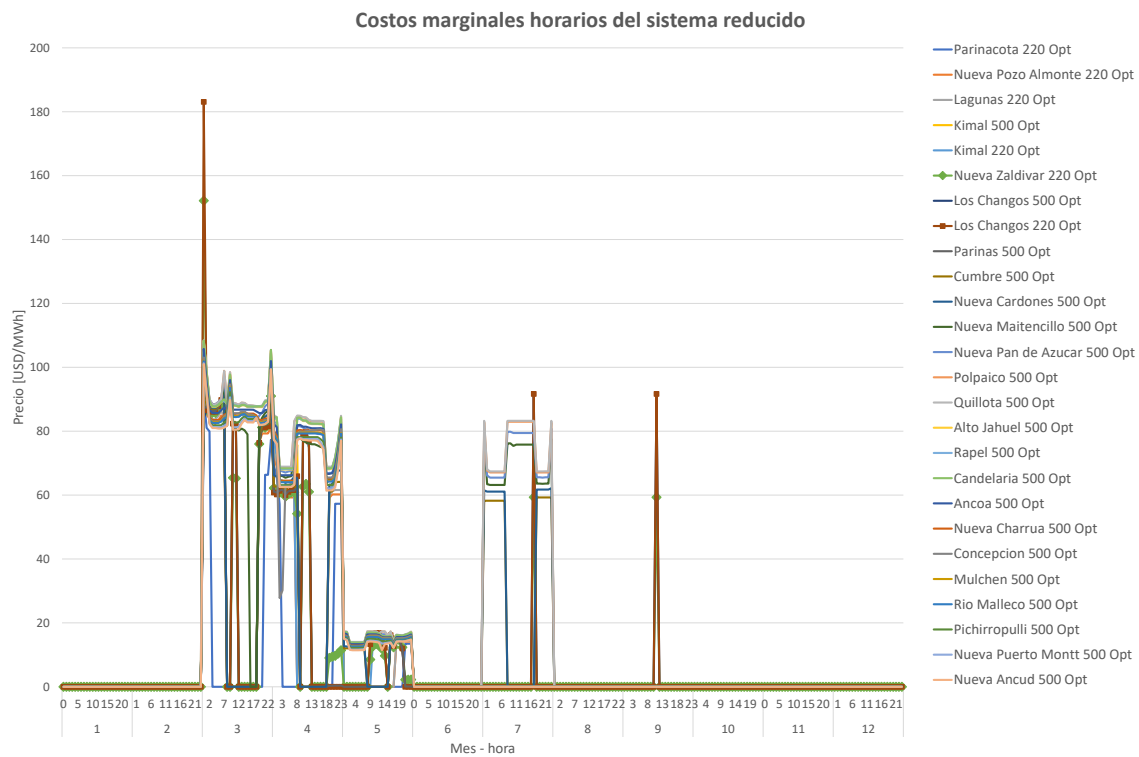


Figura 27: Costos marginales en el escenario de flujos DC 1a.

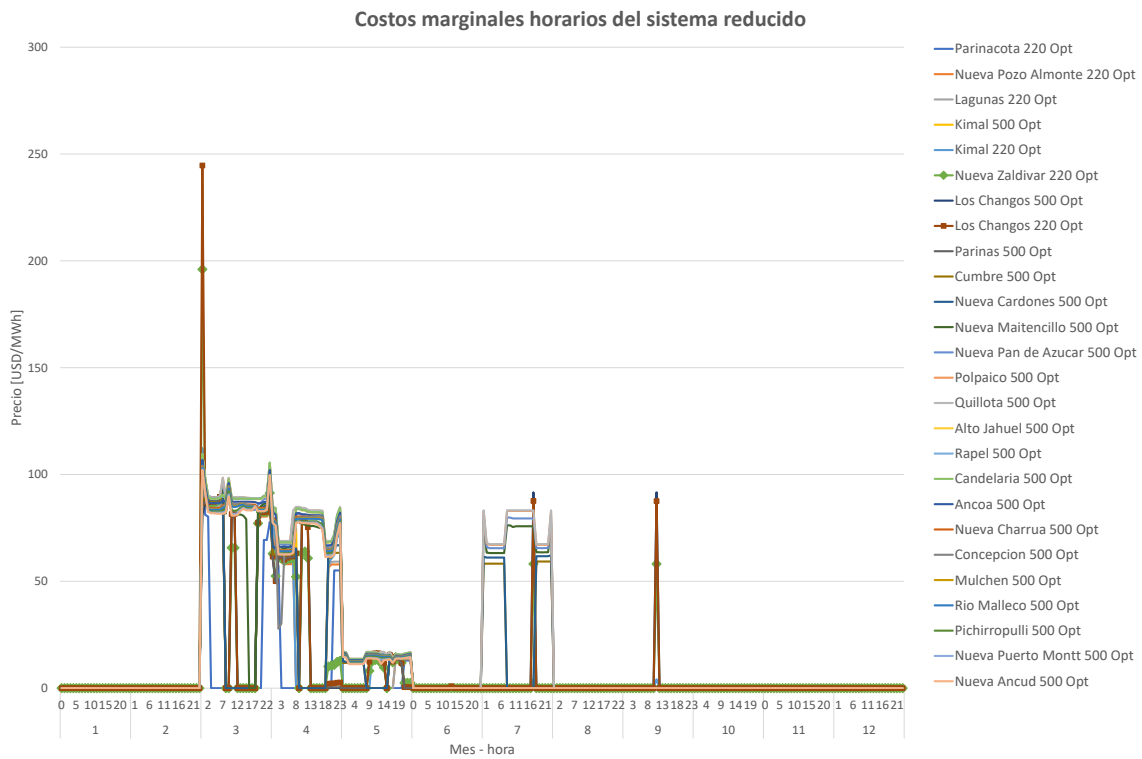


Figura 28: Costos marginales en el escenario de flujos DC 1b.

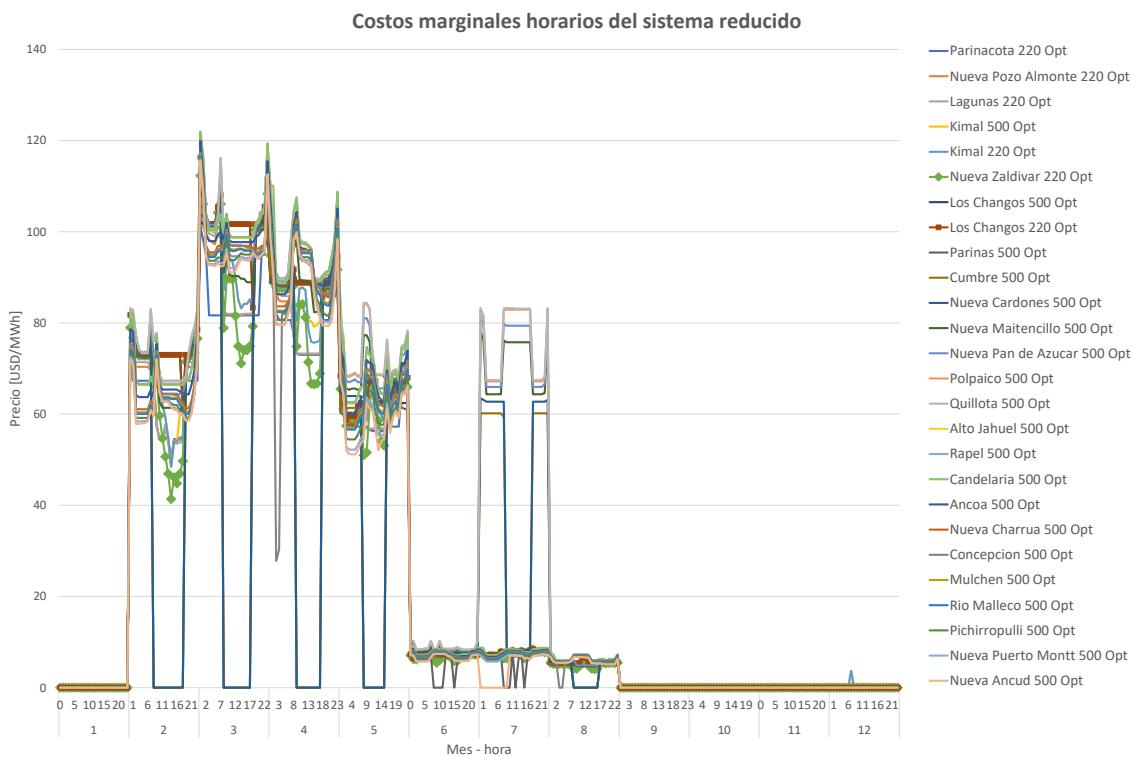


Figura 29: Costos marginales en el escenario 2.

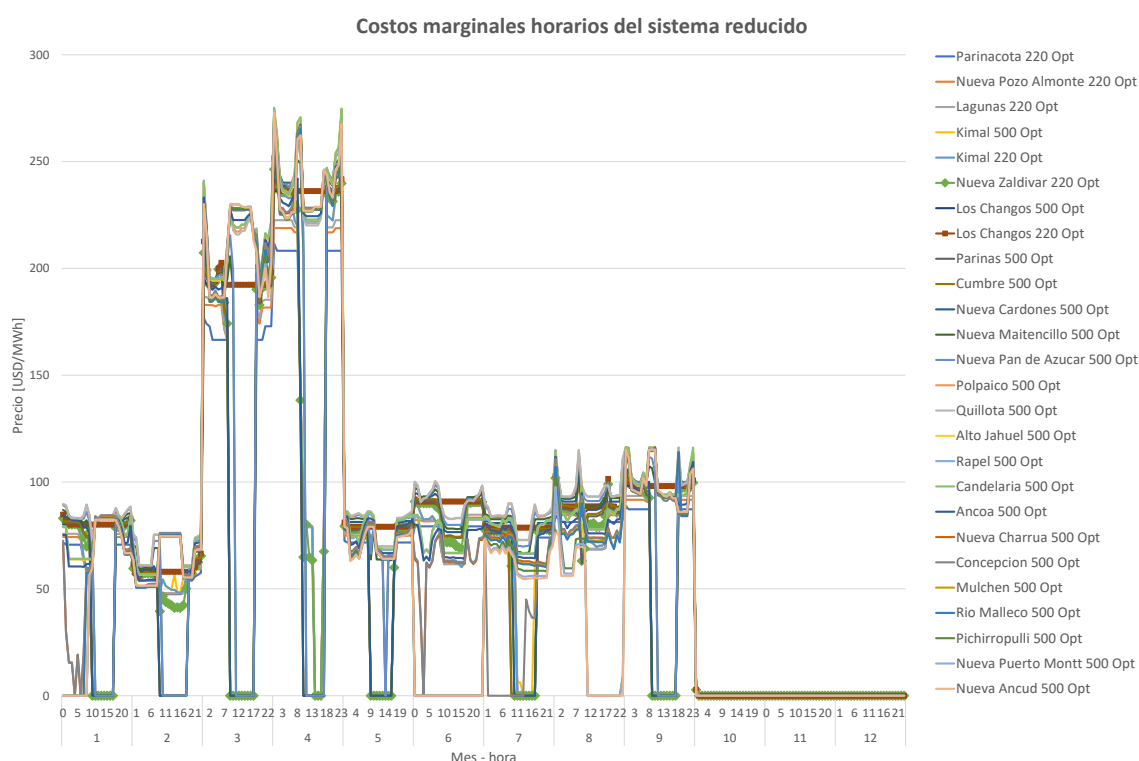


Figura 30: Costos marginales en el escenario 3.

Capacidad instalada por región

Como se presento anteriormente en los resultados de capacidad instalada, no hay diferencias entre la capacidad instalada de la PELP y los escenarios desarrollados, con excepción de los escenarios 2 y 3 que son escenarios adicionales que señalan el efecto de considerar la eficiencia de las centrales de CSP y el efecto de haber utilizado perfiles de generación no exactos a los de la PELP respectivamente. Las nulas diferencias en capacidad instalada para los escenarios principales demuestran que utilizar líneas con parámetros eléctricos equivalentes más exactos, con anular y sin anular los parámetros de los transformadores, y para distintos niveles de exactitud de pérdidas, se mantiene la mayor capacidad instalada optimizada en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, ambas en la región de Antofagasta, la región de los actuales Polos de Desarrollo, incluso posteriormente a haber corregido la eficiencia de las centrales de CSP, lo que es de interés evaluar.

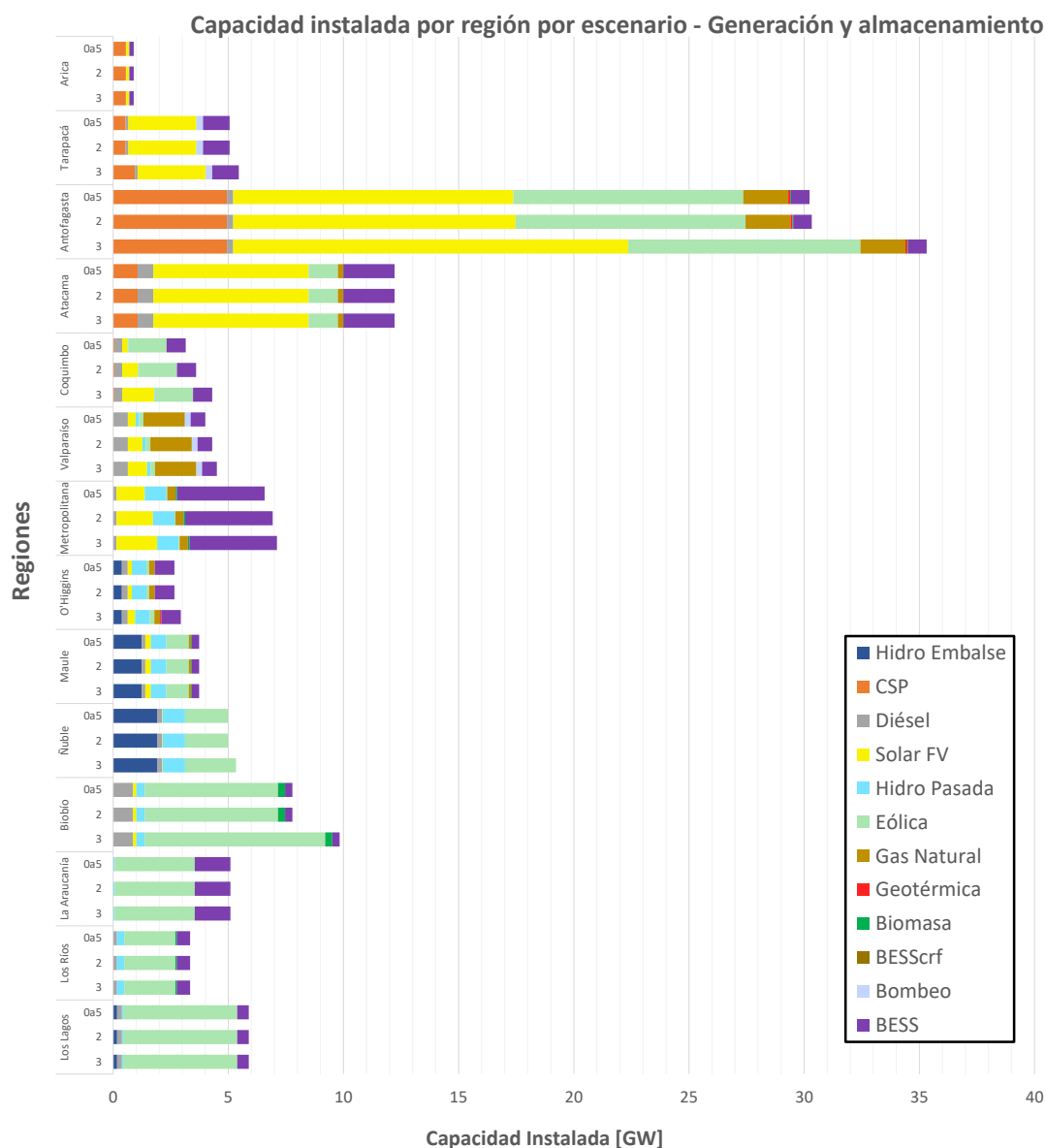


Figura 31: Capacidad instalada por región, por escenario.

Cabe señalar que debido a que la transmisión no es optimizada y que la solución de capacidad instalada es cargada, el efecto que tienen los escenarios 2 y 3 se ve reducido ya que se le obliga a utilizar las S/E y líneas de transmisión actuales. También cabe señalar que el escenario 3 no considera la aplicación de eficiencia en las centrales de CSP, por lo que cada efecto se ve por separado.

Capacidad instalada en Almacenamiento por región y tecnología

Se presentan la localización regional de la capacidad de almacenamiento cargada, la cual no se ve afectada ante los distintos escenarios.

Cabe mencionar que todas las S/E cuentan con un potencial de ESS, pero es importante destacar que estas se implementaron en módulos de potencia de 11, 40, 50 70, 100[MW] o más, dependiendo de que mejor permitiesen cargar la solución de la PELP de manera más exacta y con baja cantidad de módulos sin aumentar los tiempos de simulación drásticamente. Esto es debido a que la manera en que están

configuradas en el modelo las restricciones de reserva de las ESS no se adaptan escalando con la potencia del modulo, por lo que se utiliza variables enteras de expansión en vez de continuas. Discretizar en módulos pudo haber minimizado el ingreso de ESS en la solución y por ello distorsionar en parte la F.O., ya que se discretiza su expansión. Por otra parte, se implemento de igual forma para las centrales renovables, aunque en módulos de distinto tamaño con tal de ajustarse mejor a la solución de la PELP.

Por otra parte, es interesante que no existió expansión de ESS en los escenarios 2 y 3, salvo CSP que aumenta su capacidad en 400[MW] (5,7 %) en el escenario 3, a pesar de ser altamente disruptivos con alta expansión de generación adicional en un orden de un 11 % de la capacidad total, por lo que estos escenarios demuestran que el tamaño de los módulos de las ESS empleados no incidieron en el comportamiento de los escenarios principales.

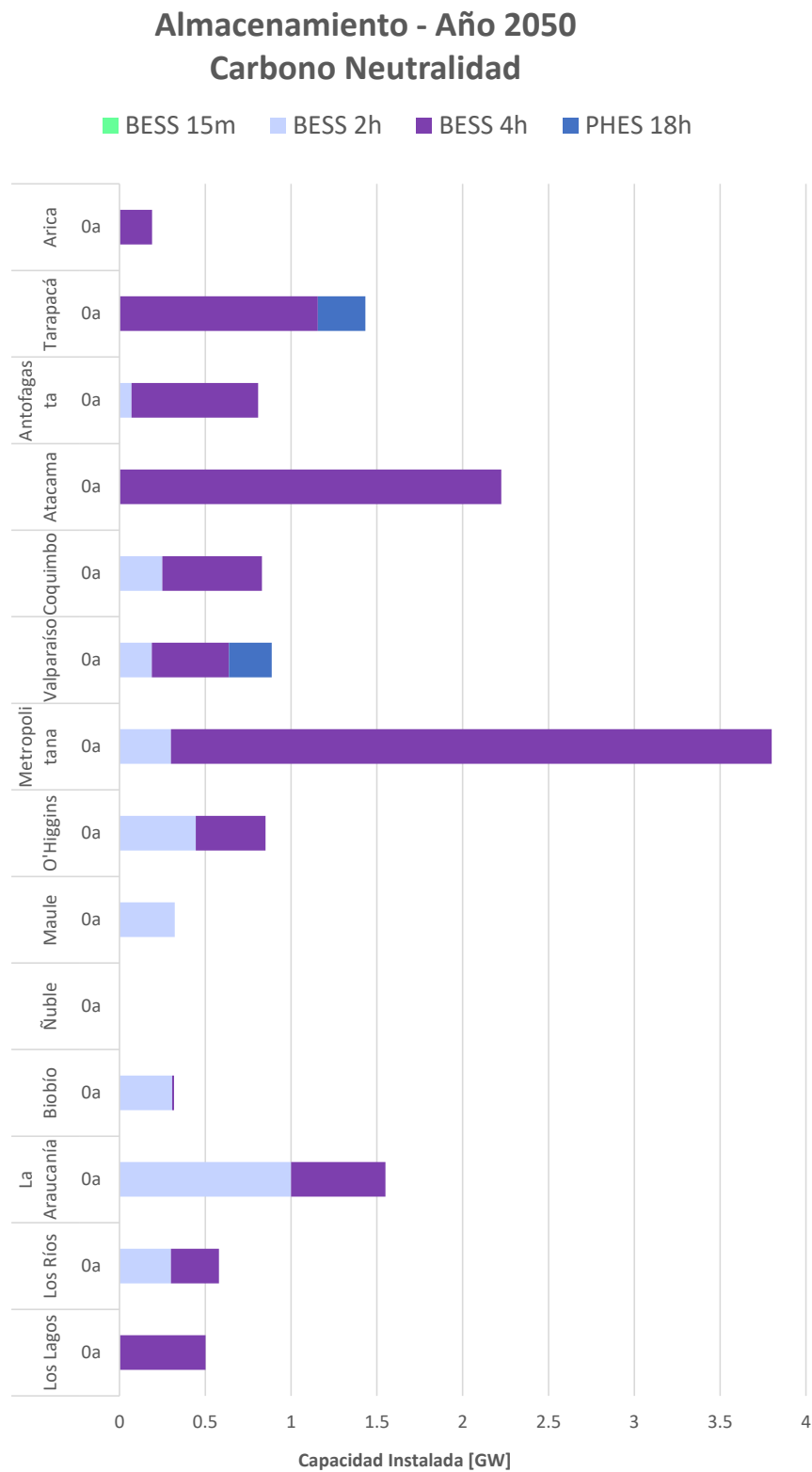


Figura 32: Capacidad instalada de almacenamiento por escenario y por región, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Generación Anual

La capacidad instalada es importante para identificar diferencias, aunque esta contiene capacidad instalada existente con diferencias ya explicadas. Por otro lado, la generación anual permite identificar las posibilidad de diferencias en demanda o perfiles de generación, o menor ajuste de los costos variables y de inversión producto de mayor discretización en la expansión (por el uso variables de expansión modulares).

Los resultado de generación anual permiten identificar que el escenario 0a5 y 0b tienen la menor diferencia en generación anual total con respecto a los resultados de la PELP ($-0,8\%$), teniendo el escenario con pérdidas no localizadas más cercanía para las tecnologías individuales. Sin embargo, ya que no se utiliza pérdidas no localizadas en la PELP, de acuerdo a correferentes, se considerara el escenario 0a5 como el escenario de validación o referencia, y al igual que por el hecho de que las pérdidas no localizadas no dependen de los flujos y si bien podrían acercarse más a la PELP por coincidencia, son más inexactas y la referencia debe preferir la exactitud.

Se presenta la generación anual también para un escenario adicional similar al escenario 0a5 pero utilizando 3 tramos de pérdidas en vez de 5 de menor exactitud, lo que lo aleja de los resultados de generación total. Por ello se opto utilizar el de 5 tramos como escenario de referencia, ya que en los archivos de la PELP y su informe no se indica cuantos tramos por sentida emplea para modelar las líneas.

Se puede ver que las tecnologías hidroeléctricas tienen mayor generación que en la PELP, lo cual se atribuye posiblemente a que no se emplean los mismos caudales, aunque se haya asegurado utilizar los caudales de menor disponibilidad en la b.d. del Coordinador, al igual que lo considerado en la PELP. Tener mayor generación hidroeléctrica facilita mayor holgura en la solución, por lo que estos $2.5[TWh]$ adicionales pueden explicar la reducción de $3.3[TWh]$ que hay en Gas Natural. Esta la posibilidad de que la PELP considerara mayor demanda hídrica de consumo, lo cual no se verifico. También esta la posibilidad de que se modelaran de manera distinta. A modo de ejemplo, la central de embalse Antuco ($320[MW]$) estaba considerada en la PELP como una central de pasada; esto además causa que los resultados de embalse tengan mayor generación de lo que tendrían si fuese catalogada como pasada, por lo que este hecho aumenta la generación de embalse y reduce la de pasada en exactamente $0,58[TWh]$, teniendo Antuco $0,767[TWh]$ en la PELP.

Por otro lado se debe recordar que había centrales de diésel en la PELP que estaban clasificadas como biomasa o gas natural u otra combinaciones:

- Horcones
- Santa Lidia
- Petropower
- Teno50

- Lorenzo
- Taltal 01 y 02 diesel
- Newen
- Huasco
- Tapihue
- Aconcagua

La menor generación de centrales en base a combustibles diésel, gas natural y biocombustible se puede deber a un mejor ajuste de la PELP a la solución, causado por utilizar módulos de expansión discretos en la investigación, mientras que en la PELP las centrales eólicas y fotovoltaicas por ejemplo son modeladas por un único generador de potencia máxima con expansión lineal para cada perfil. Es decir, es plausible que sea más económico tener instantes cuya generación requerida sea más económica ser suministrada por generación en base a combustibles por instantes puntuales que invertir en instalar una central cuya energía sera vertida la mayor parte del tiempo (de acuerdo a los perfiles ingresados en la simulación).

Por otro lado, se puede ver el efecto de corregir pérdidas no físicas mediante variables enteras en la programación de los flujos, esto se puede verificar no es habilitado en los archivos de configuración de la PELP, los cuales se hallan publicados, por lo que la generación total un $-0,8\%$ menor con respecto al escenario de referencia 0a5 del escenario 0a puede demostrar la posible presencia de pérdidas que se estén maximizando en las líneas en la PELP, a pesar de que algunas líneas no tengan resistencia en sus parámetros, lo que se produce artificialmente en la optimización en situaciones sujetas a vertimiento.

Comparar la generación anual de los escenarios 0a5 y 0c demuestra por otra parte el efecto que tienen las menores pérdidas en la solución producto de usar una solución con resistencias equivalentes más exactas junto a corregir pérdidas no físicas. La generación eólica disminuye en $9,8\%$ su participación (utilizando la generación de la PELP como base), o bien $9,6\%$ utilizando como base la generación en 0c (con líneas equivalentes con parámetros más exactos y modelo de pérdidas más exactas). Por otro lado, si se quiere aislar el efecto de las líneas del efecto de corregir pérdidas no físicas, se comparan los escenarios 0c y 0a, mostrando que las líneas por si solas reducen la generación eólica en un $4,9\%$. Se obtienen ambos resultados.

Un análisis similar se puede hacer para otras tecnologías:

- Utilizar líneas más exactas y corregir pérdidas no físicas (0c-0a5): Solar FV reduce su generación en un $4,3\%$ y las centrales de CSP aumentan su generación en un $15,3\%$, lo cual es significativo.

Dado que estas diferencias no generan expansiones, se puede suponer se pueden generar ahorros si se permite que la generación y transmisión se ajuste de mejor

forma, por lo que se sugiere explorar esta posibilidad, lo cual aumentaría tiempos de simulación pero podría mejorar la localización de la generación y dimensionamiento de la transmisión.

Comparando solo el efecto de realizar flujos DC en vez de transporte muestra el efecto que tienen las congestiones al inhabilitar ciertas tecnologías y reducir el vertimiento de otras, por lo que el hecho de que no exista expansión en generación y almacenamiento y se pueda suministrar aun así la demanda, demuestra que hay una diferencia en los perfiles de generación que favorece prescindir de tecnologías con combustible por haber cargado una solución directamente.

Por otro lado, utilizar flujos DC en vez de transporte, líneas más exactas, corrigiendo pérdidas no físicas (1a-0a5): causa que la generación eólica se reduzca en $-0,3\%$ en base a la solución de la PELP, Solar FV se reduzca en $-13,7\%$ y CSP aumente en $6,4\%$.

Para facilitar la comparación, se hace 1 Tabla con la generación anual en TWh de cada tecnología, y se hacen 2 obteniendo las diferencias porcentuales con respecto al proceso oficial y entre escenario: tomando la generación de los resultados de la PELP y del escenario 0a5 como base. Se hallan diferencias porcentuales de generación anual de hasta 16.7% entre el escenario 0a5 y los escenarios desarrollados, por lo que las diferencias que haya con respecto a la PELP son similares a las diferencias que se hallan por modificar el modelo de pérdidas, por mayor exactitud de las líneas de transmisión y por realizar flujos DC; aún así sin generar expansiones en generación y almacenamiento o perturbar seriamente los costo marginales.

Tabla 16: Generación anual por tecnología, por escenario, y diferencias en TWh con respecto a resultados de la PELP, escenario C.N., 2050.

Escenarios	Generación Anual [TWh] & Diferencias [TWh]									
	Eólica	Solar FV	CSP	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Gas Natural	Biomasa	Diésel	Geotérmica	Total
PELP Carbono Neutralidad 2050	94.0	61.3	49.9	14.5	6.9	4.0	3.2	1.1	0.6	235.4
TransporteLineasPELP_ConTrCand.CSPSinEfi_Perd3tramos	9.5	-3.4	-4.7	1.2	1.3	-3.3	-2.1	-1.1	-0.2	-2.6
0a5: TransporteLineasPELP_ConTrCand.CSPSinEfi_Perd5tramos	10.8	-4.5	-4.3	1.3	1.5	-3.3	-2.1	-1.1	-0.2	-1.9
0a: TransporteLineasPELP_ConTrCand.CSPSinEfi_Perd20tramosSinPerdNf	6.1	-10.5	2.2	2.2	2.7	-3.3	-2.0	-1.1	-0.1	-3.7
0b: Transporte_ConTrCand.CSPSinEfi_PerdidasNoLoc	10.2	-2.9	-6.1	1.3	1.5	-2.7	-2.1	-1.1	-0.2	-1.9
0c: Transporte_ConTrCand.CSPSinEfi	1.6	-7.1	3.3	2.8	5.4	-3.1	-2.0	-1.1	-0.1	-0.4
1a: DC_ConTrCand.CSPSinEfi	10.4	-12.9	-1.2	2.3	5.0	-2.9	-2.1	-1.1	-0.2	-2.6
2: Transporte_ConTrCand.CSPConEfi	10.2	-0.9	-16.5	2.8	5.8	-1.0	-1.5	-1.1	0.0	-2.2
3: Transporte_ConTrCand.CSPConEfi_PerfilesPET	-13.7	12.1	-14.4	2.9	5.6	5.8	-0.4	-0.7	0.3	-2.5
										Dif[TWh]

Tabla 17: Generación anual por tecnología, por escenario, y diferencias porcentuales con respecto a resultados de la PELP, escenario C.N., 2050.

Escenarios	Generación Anual [TWh] & Diferencias [%]									
	Eólica	Solar FV	CSP	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Gas Natural	Biomasa	Diésel	Geotérmica	Total
PELP Carbono Neutralidad 2050	94.0	61.3	49.9	14.5	6.9	4.0	3.2	1.1	0.6	235.4
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd3tramos	10.2	-5.6	-9.3	8.6	19.3	-81.3	-65.3	-100.0	-31.0	-1.1
0a5: TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd5tramos	11.4	-7.3	-8.7	8.9	21.4	-81.7	-65.1	-100.0	-33.7	-0.8
0a: TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd20tramosSinPNF	6.5	-17.1	4.5	15.3	39.7	-81.9	-61.7	-100.0	-19.1	-1.6
0b: Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi_PerdidasNoLoc	10.9	-4.7	-12.2	8.6	22.5	-66.7	-65.1	-100.0	-25.3	-0.8
0c: Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi	1.6	-11.6	6.6	19.3	78.8	-76.4	-62.0	-100.0	-23.0	-0.2
1a: DC_ConTrCand_CSPSinEfi	11.1	-21.0	-2.3	15.6	73.0	-71.8	-64.9	-97.8	-27.5	-1.1
2: Transporte_ConTrCand_CSPConEfi	10.8	-1.5	-33.0	19.0	83.8	-24.1	-47.0	-100.0	4.9	-0.9
3: Transporte_ConTrCand_CSPConEfi_PerfilesPET	-14.6	19.8	-28.8	20.1	82.2	142.8	-13.1	-61.6	48.4	-1.0

Tabla 18: Generación anual por tecnología, por escenario, y diferencias porcentuales con respecto a resultados del escenario 0a5.

Escenarios	Generación Anual [TWh] & Diferencias [%]									
	Eólica	Solar FV	CSP	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Gas Natural	Biomasa	Diésel	Geotérmica	Total
0a5: TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd5tramos	104.7	56.8	45.5	15.8	8.3	0.7	1.1	0.0	0.4	233.5
TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd3tramos	-1.2	1.9	-0.7	-0.3	-1.7	1.7	-0.5	-	4.0	-0.3
0a: TransporteLineasPELP_ConTrCand_CSPSinEfi_Perd20tramosSinPerdNf	-4.5	-10.5	14.4	5.9	15.1	-1.2	9.7	-	22.0	-0.8
0b: Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi_PerdidasNoLoc	-0.5	2.8	-3.9	0.0	0.9	81.6	0.0	-	12.7	0.0
0c: Transporte_ConTrCand_CSPSinEfi	-8.8	-4.6	16.7	9.5	47.3	28.6	8.9	-	16.2	0.7
1a: DC_ConTrCand_CSPSinEfi	-0.3	-14.8	6.9	6.2	42.5	53.7	0.7	-	9.3	-0.3
2: Transporte_ConTrCand_CSPConEfi	-0.5	6.3	-26.6	9.3	51.4	314.0	52.0	-	58.1	-0.1
3: Transporte_ConTrCand_CSPConEfi_PerfilesPET	-23.4	29.2	-22.1	10.2	50.1	1223.4	149.0	-	123.8	-0.2

Generación anual por región por escenario

Debido a la cantidad de escenarios y regiones, se vuelve necesario dividir en zona norte y zona centro-sur. Las gráficas mostradas indican variaciones en la generación anual de cada S/E ante los escenarios. Ante todos los escenarios, la región de mayor generación anual sigue siendo la región de Antofagasta, lo cual en parte depende de la demanda por producción de hidrógeno asignada en la solución de la PELP evaluada. En segundo lugar le siguen las regiones de el Bío Bío y Los Lagos.

Se hallan diferencias relevantes en la generación de la PELP en las distintas regiones con respecto a los escenarios realizados, lo cual nuevamente se puede deber a diferencias en los perfiles de generación o a diferencias en la demanda, ya que no existen diferencias en capacidad instalada. A modo de ejemplo, en el extremo sur en la región de Los Lagos, se halla la central de embalse Canutillar, la cual sí posee generación relevante en los resultados de la PELP, pero no posee generación en los escenarios realizados, esto es debido a una sobregeneración, ya que se verificó que la central Canutillar si posee afluentes que no son utilizados por la central. También se observa el uso de generación en base a combustibles en los resultados de la PELP lo cual ya se observó no se presentan en las simulaciones, lo cual indica la posibilidad de sobregeneración y menor ajuste de los escenarios realizados. Considerando el escenario 0a5 como el escenario de validación, se hallan diferencias en generación anual por región con respecto en la PELP menores 4[TWh] en las regiones del norte, centro y sur.

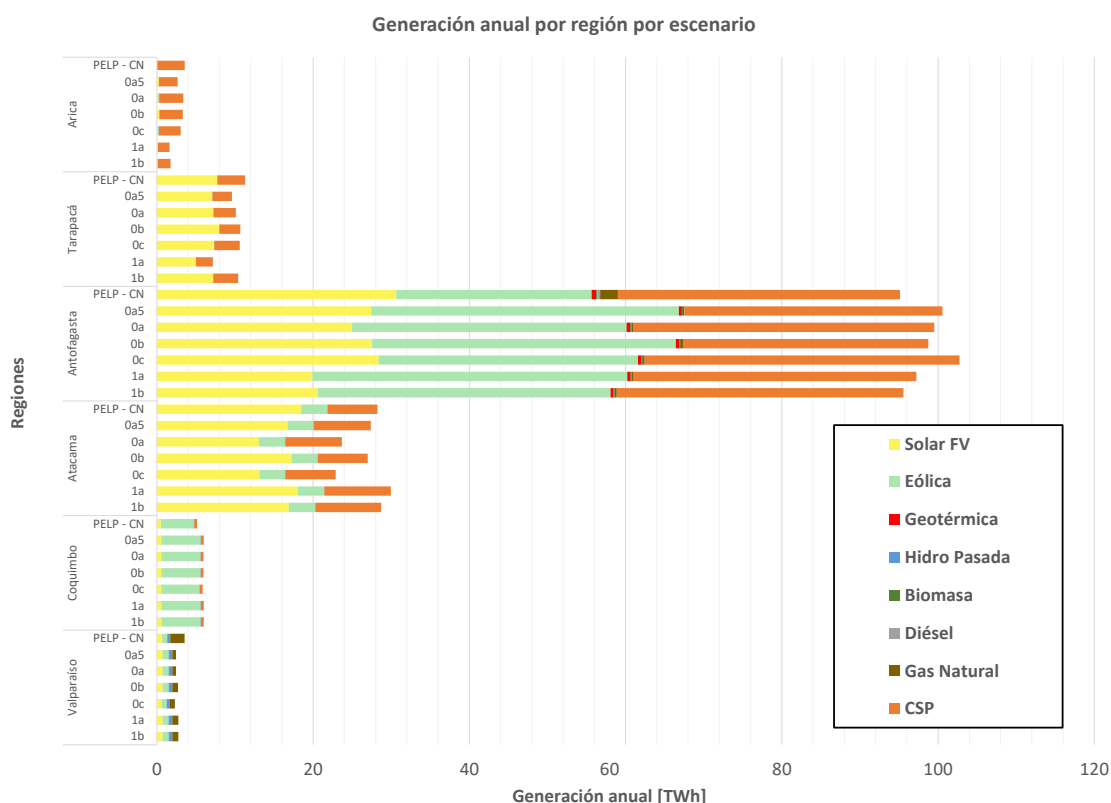


Figura 33: Generación anual por región por escenario, zona norte.

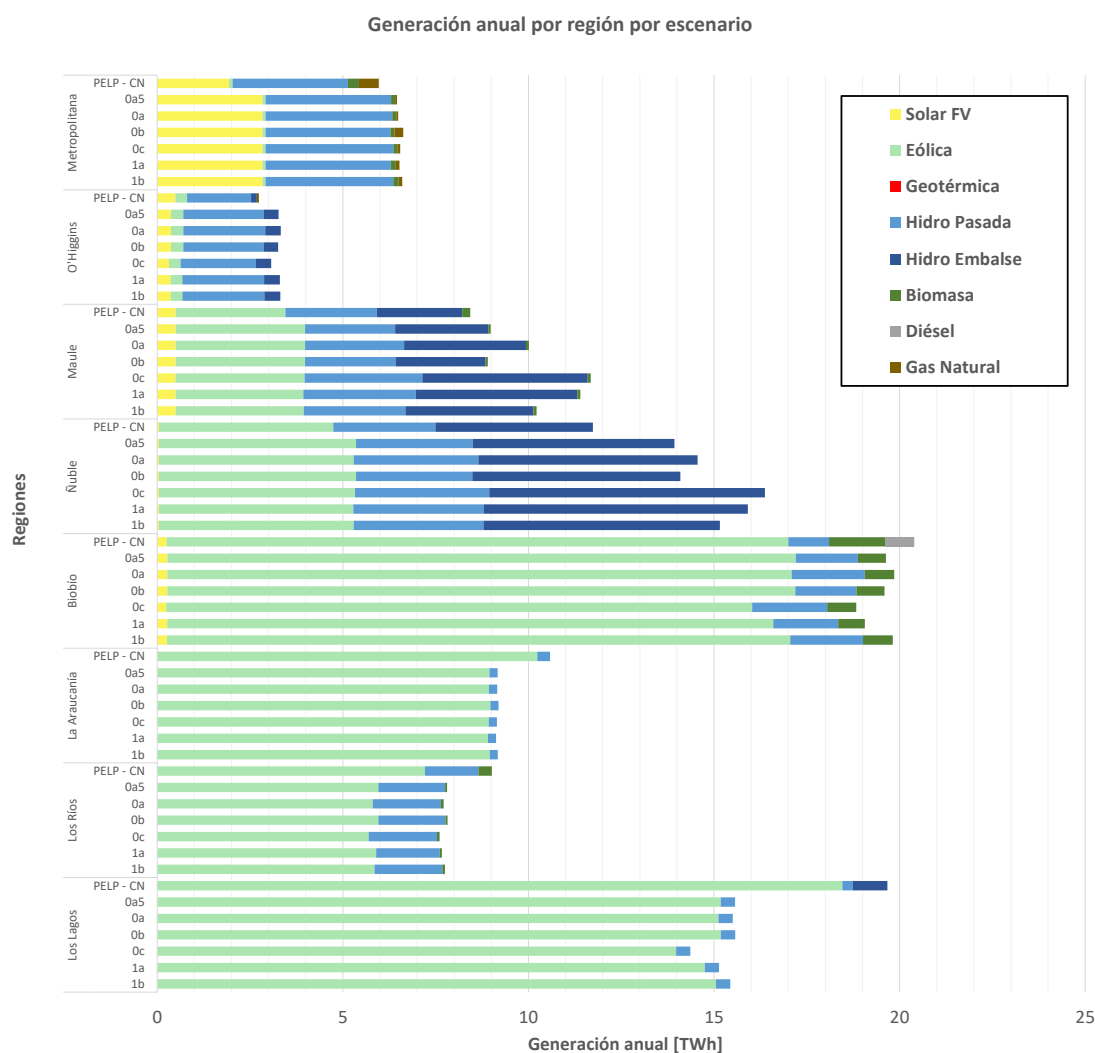


Figura 34: Generación anual por región por escenario, zona centro-sur.

Generación anual por subestación del sistema reducido por escenario

Se presenta resultados de generación por S/E para cada uno de los escenarios. Adicionalmente, se presentan las diferencias de generación anual por S/E entre escenarios tomando como referencia el escenario 0a5 y el escenario 0c respectivamente, siendo el primero útil para identificar diferencias por utilizar distintos modelos de pérdidas y resistencias en las líneas con flujos de transporte, mientras que el segundo, con respecto a 0c, sirve para identificar el efecto de utilizar flujos DC y el efecto de las congestiones en la solución directamente. A lo anterior, se agrega diagramas de caja del error porcentual que tienen las diferencias entre escenarios para una misma S/E.

Con respecto a las subestaciones, se destaca que la gran mayoría de la generación se halla en las S/E Los Changos 500[kV] y Parinas 500[kV] (los terminos -Opt- son nombres internos en el programa), por lo que, como se mencionó anteriormente, la generación candidata se considera conectada directamente en 500[kV]. Se hallan variaciones relevantes entre los distintos escenarios de pérdidas al igual que para los modelos de flujos DC (1a). Estas diferencias no generan expansiones

pero si podría generar la posibilidad de restar capacidad instalada a la solución cargada y ahorrar costos, lo que se menciono previamente no se ve en las diferencias entre F.O.; anteriormente, se comprobó que hay diferencias en generación total y las pérdidas, y aquí se comprueban las diferencias en generación anual por S/E. Hay subestaciones con baja diferencia con respecto al escenario de referencia 0a5, con el cual se quita el efecto por diferencias entre la PELP y el modelo desarrollado en Plexos. Se verifica que en términos absolutos pueden haber diferencias producidas por realizar flujos DC. A modo de ejemplo, la S/E Cumbre 500[kV] es una caso extremo en que la generación aumenta al realizar flujos DC en 4664[GWh], lo que equivale a la suma de generación de las centrales Almeyda y FV_Atacama_70 en el escenario 0a5, cuyo agregado de capacidad instalada suma 1680.8[MW] (obs.: puede considerar vertimiento incluido). También se puede observar que en las S/E Parinas hay 5906[GWh] de menor generación en el escenario 0a con respecto al escenario 0a5, lo cual es causado directamente por corregir pérdidas no físicas y aumentar el número de tramos de pérdidas a 20, lo que se aplica en el resto de escenarios con tal de tener mayor exactitud.

Con respecto a utilizar líneas cuyos parámetros sean más exactos (esc. 0c), el caso más extremo se da en la S/E Los Changos 500, donde el escenario 0c muestra 7213[GWh] más que la misma S/E en el escenario 0a5, lo cual puede ocurrir en la PELP y sus líneas (aunque hay distorsión por el hecho de que la validación no fue más exacta en generación por tecnología), mientras que, por otra parte, esta misma S/E tiene 1704[GWh] menos en el escenario 0a, cuando en ambos se tiene igual modelo de pérdidas y por ello se atribuye solo al efecto de las líneas más exactas. De manera similar se puede realizar otras comparaciones.

Generación anual por subestación del sistema reducido, por tecnología, y por escenario

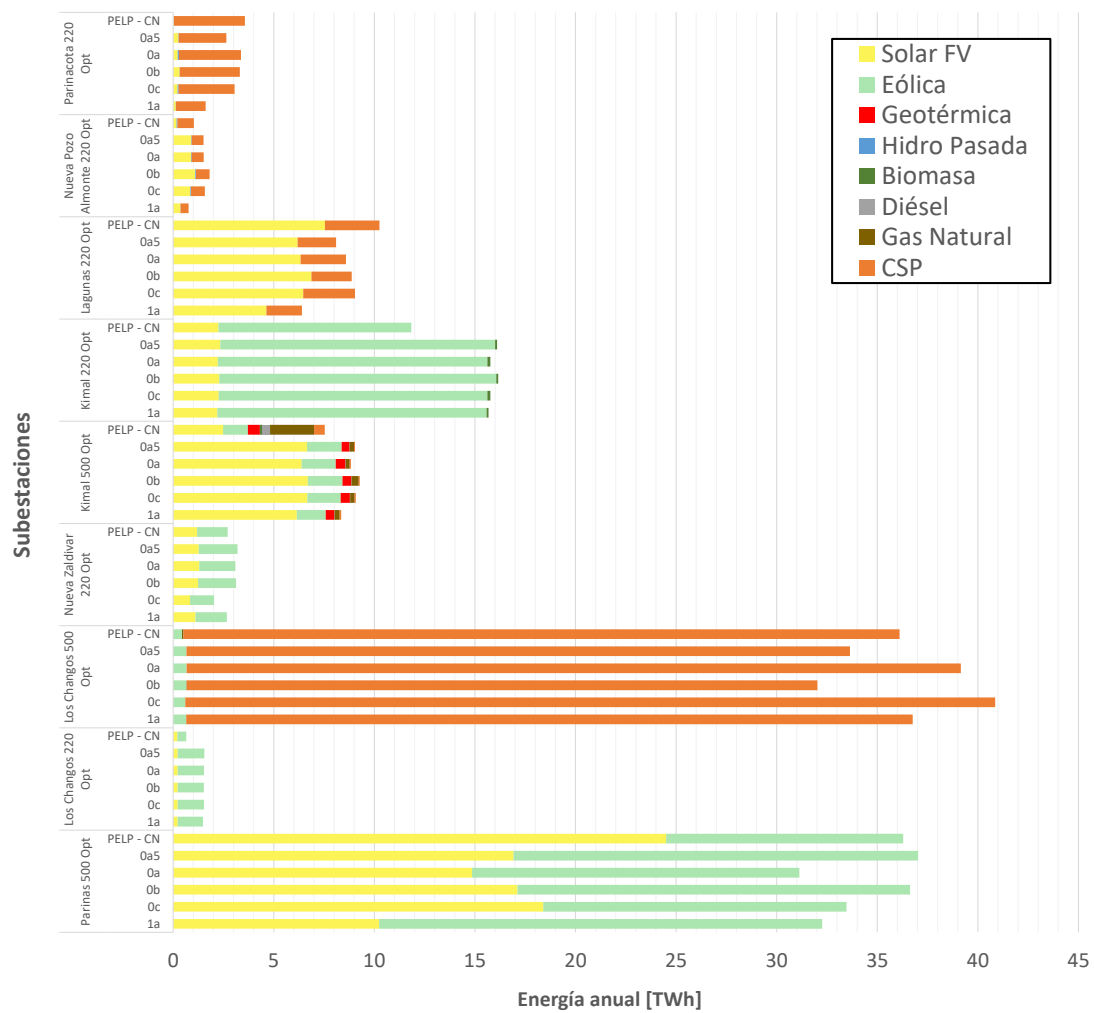


Figura 35: Generación anual subestación del sistema reducido por escenario, zona norte.

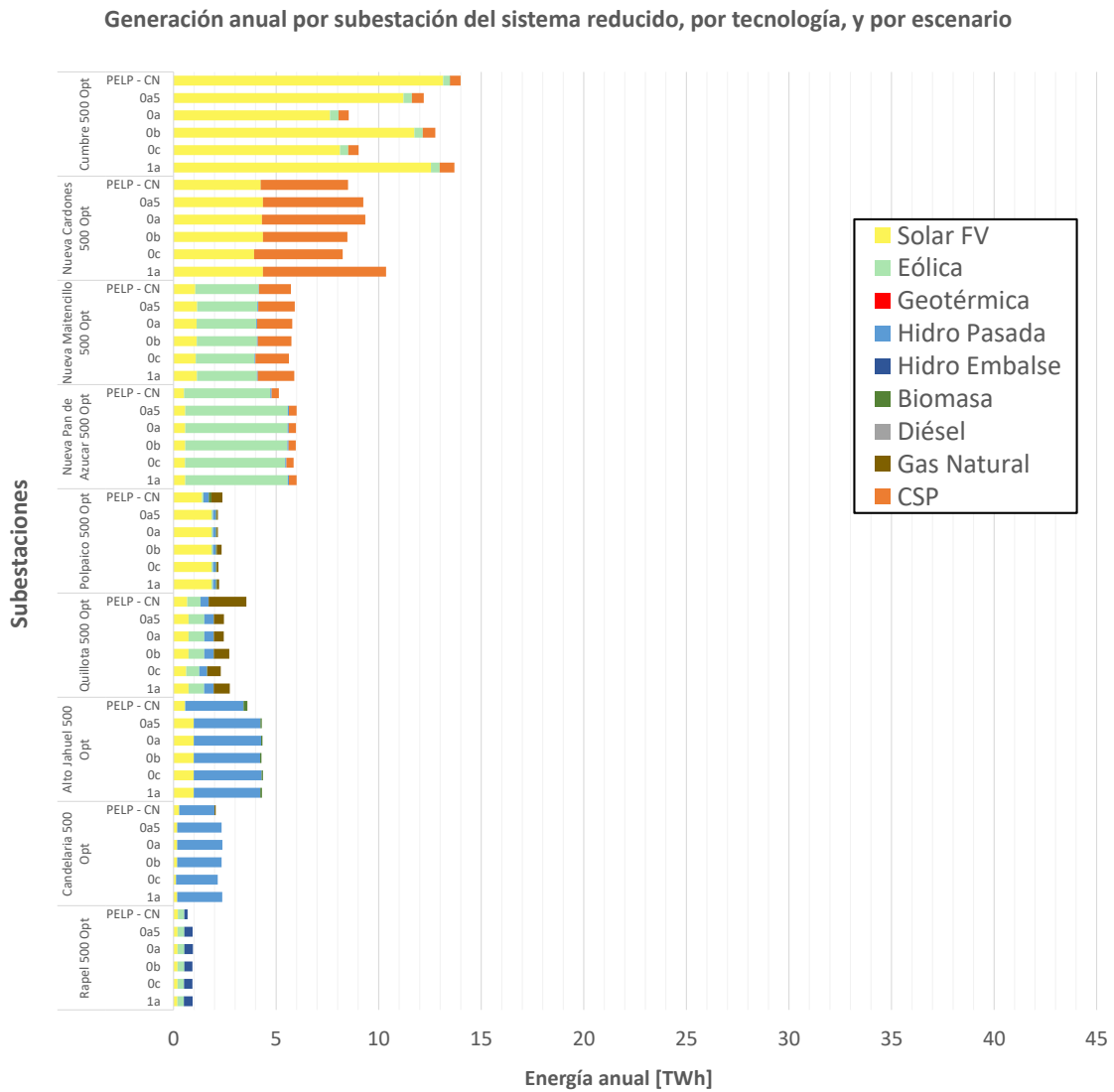


Figura 36: Generación anual subestación del sistema reducido por escenario, zona norte-centro.

Generación anual por subestación del sistema reducido, por tecnología, y por escenario

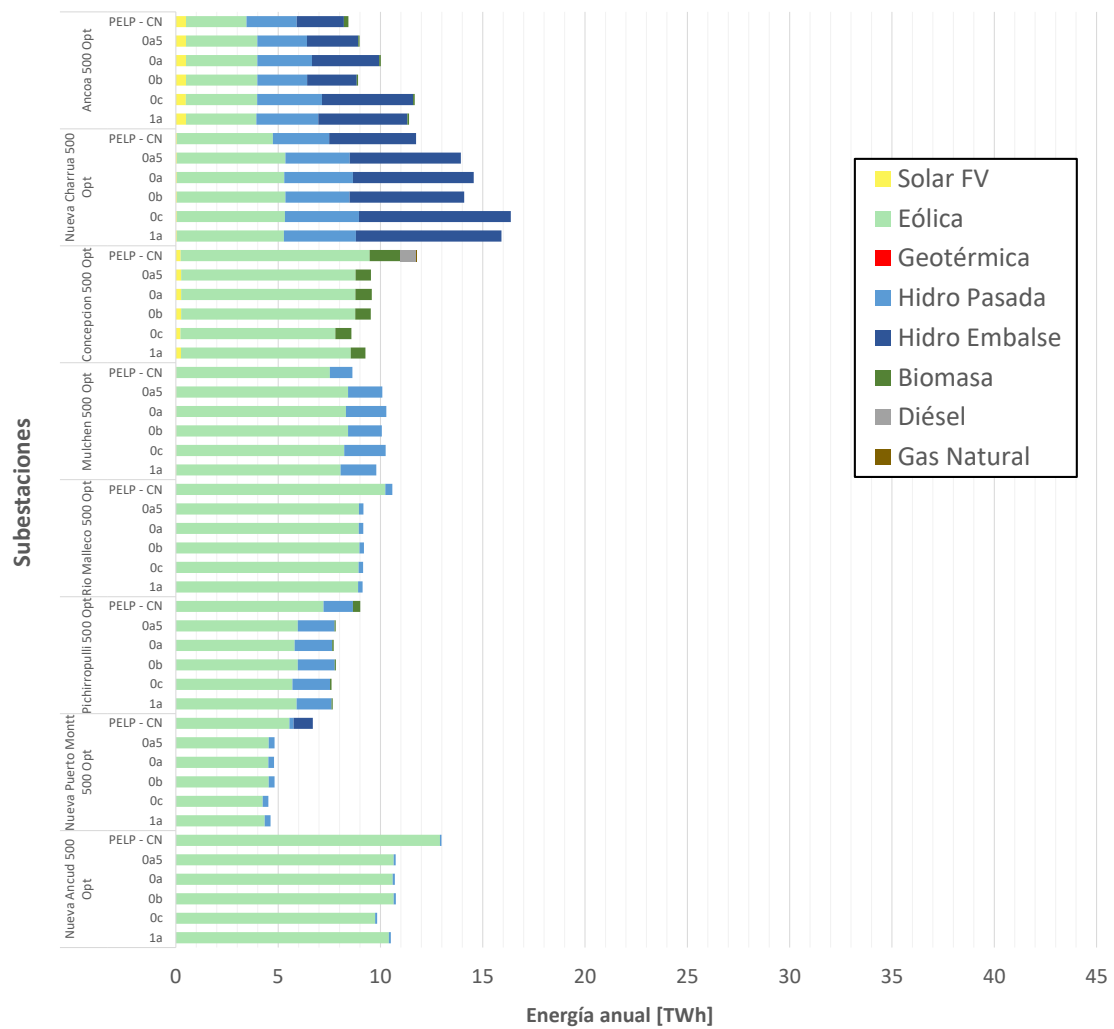


Figura 37: Generación anual subestación del sistema reducido por escenario, zona centro-sur.

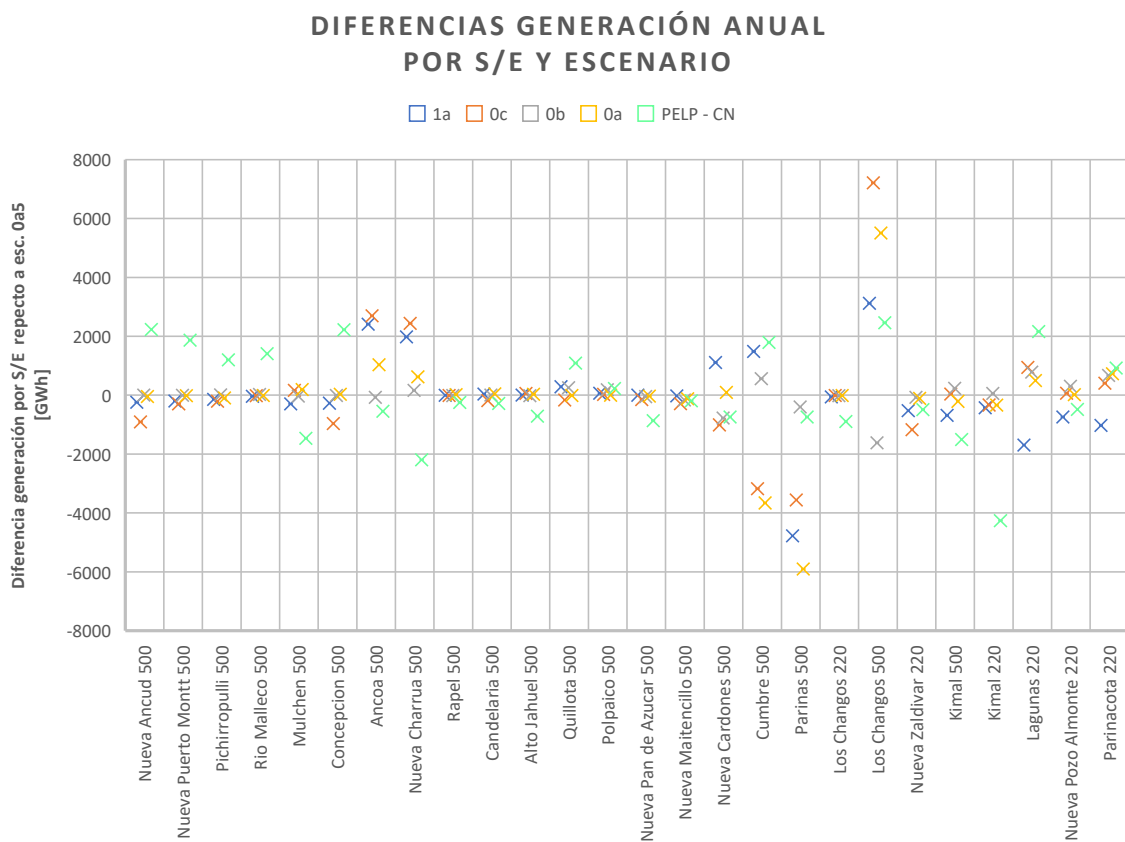


Figura 38: Diferencias en generación anual entre escenarios en GWh para una misma S/E, tomando el escenario 0a5 como referencia.

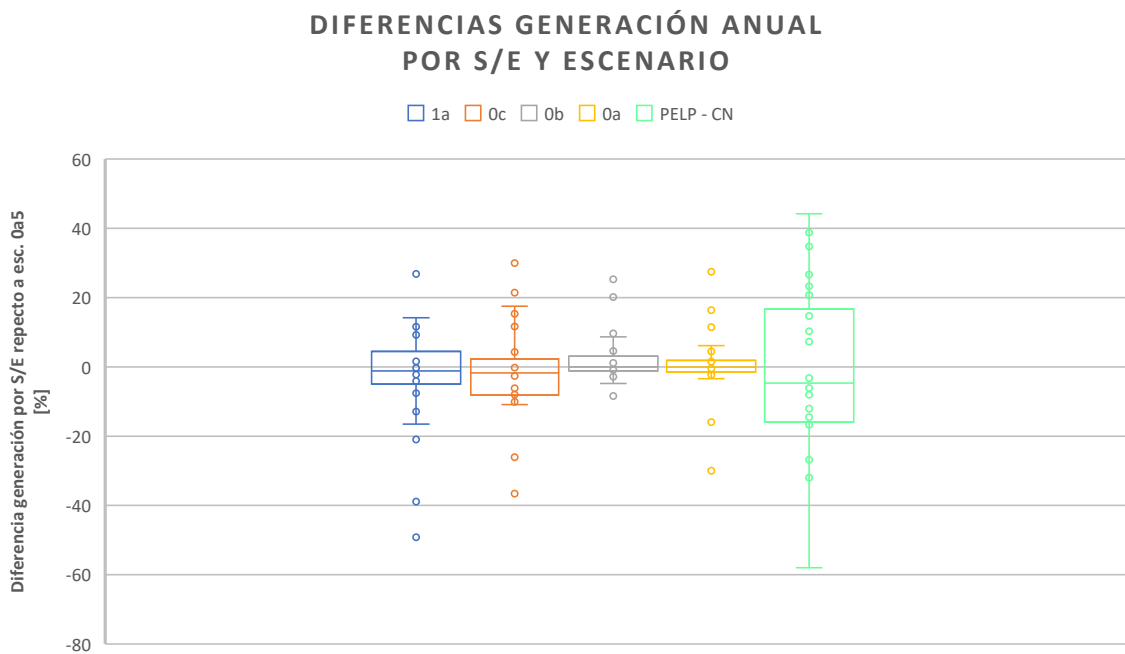


Figura 39: Diferencias en generación anual entre escenarios en valores % para una misma S/E, tomando el escenario 0a5 como referencia.

A modo de ejemplo, se halla que el escenario 1a con flujos DC tiene una S/E cuya diferencia en generación es atípica y se escapa de la desviación estándar de

otras S/E en este escenario, hallando una S/E cuya generación anual es más de un 20 % que la presente en el escenario 0a5 de referencia.

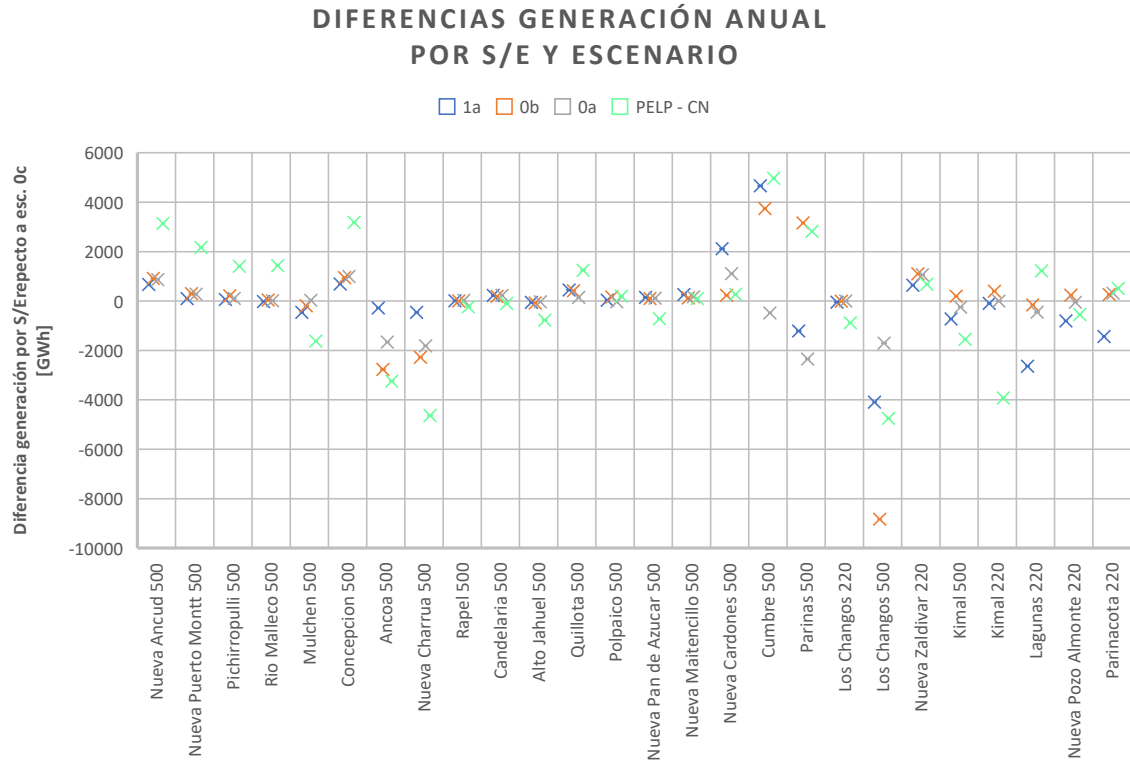


Figura 40: Diferencias en generación anual entre escenarios en GWh para una misma S/E, tomando el escenario 0c como referencia.

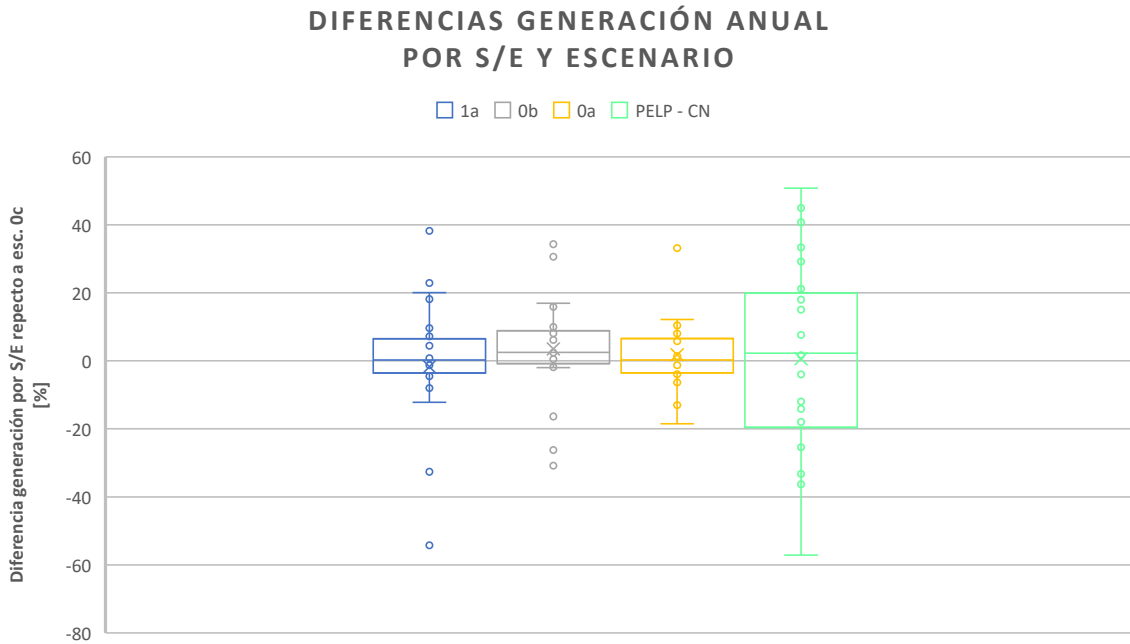


Figura 41: Diferencias en generación anual entre escenarios en valores % para una misma S/E, tomando el escenario 0c como referencia.

Cargabilidad líneas de transmisión

Para identificar la cargabilidad de las líneas de transmisión (sin incluir transformadores), se identifica la cargabilidad máxima y promedio para distintos escenarios, al igual que la diferencia en cargabilidad entre escenarios para un mismo instante. En primer lugar estas los escenarios con flujos de transporte (0a5, 0a y 0c), en estos escenarios se identifican los flujos en las líneas de la PELP para un modelo de pérdidas de 5 tramos por sentido, y luego para las mismas líneas cuando hay un modelo de pérdidas de 20 tramos por sentido, seguido de aplicar el modelo de pérdidas más exacto junto a utilizar las líneas equivalentes a la solución de la PELP más exactas.

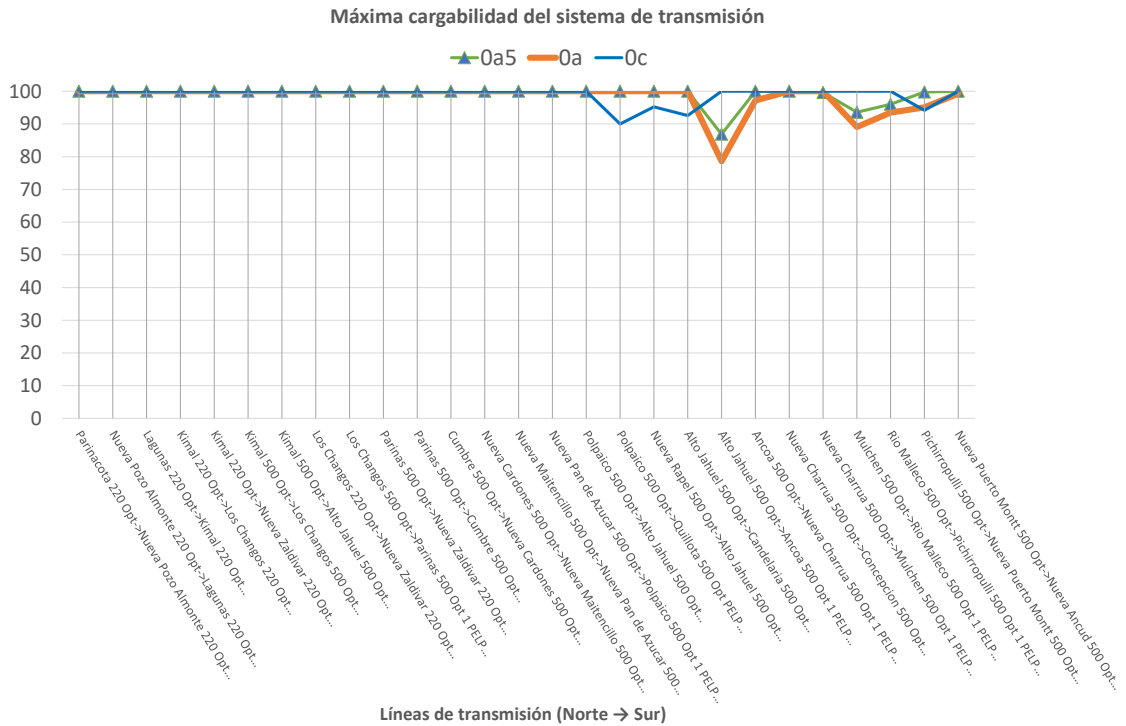


Figura 42: Cargabilidad máxima de las líneas de transmisión en cada tramo del sistema para distintos escenarios con flujos de transporte.

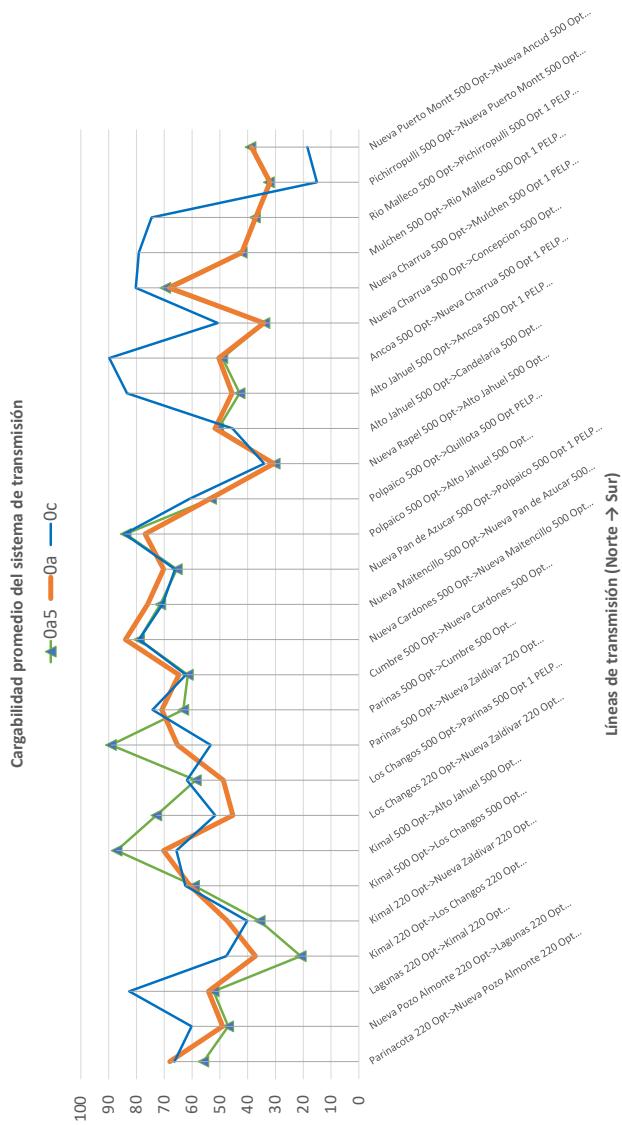


Figura 43: Cargabilidad promedio de las líneas de transmisión en cada tramo del sistema para distintos escenarios con flujos de transporte.

Tabla 19: Diferencias estadísticas de cargabilidad máxima y promedio de las líneas de transmisión para cada tramo, entre escenarios para un mismo instante.

	Dif Max		Dif Max		Dif Max		Dif		Dif	
	Cargabilidad	0c-0a5	Cargabilidad	0c-0a	Cargabilidad	0a-0a5	Cargabilidad	prom 0c-0a	Cargabilidad	prom 0a-0a5
Promedio μ	-0.145	0.715	-0.860	6.533	6.950	-0.418				
Desv. St. σ	3.960	5.326	1.947	19.257	16.127	9.375				

Estas diferencias son causadas completamente por la diferencias en resistencia de las líneas (escenarios 0a5 y 0a con respecto al escenario 0c) y a la exactitud con que se modela las pérdidas y se corrigen las pérdidas no físicas (0a5 y 0a), siendo el escenario 0a más exacto con respecto al 0a5, por lo cual se aplica su modelo de pérdidas también a los escenarios posteriores (0c, 1a y 1b, 2 y 3) para tener la mayor exactitud. Básicamente se halla que las líneas tienen similar cargabilidad máxima salvo excepciones en que hay cambios de 10 % o 20 % en tramos puntuales, por lo que el promedio de diferencia máxima en cargabilidad cercano a 0 no es representativo, teniendo que evaluarse tramos individuales. Por otro lado, la cargabilidad promedio si tiene una mayor diferencia para los distintos escenarios; esto se atribuye a los cambios en la generación anual total de cada S/E entre cada escenario, lo cual determina un flujo al cual las líneas tienen que adaptarse, por ello, utilizar un modelo de pérdidas más exacto permitiría expandir líneas de transmisión con tal de que estas estén mejor ajustadas a los flujos reales que habrá en una solución con un modelo de transmisión más exacto. Cabe mencionar que las líneas tienen cargabilidad máxima cercana al 100 %, lo que indica que las capacidades tienden a llegar a su limite, pero ya que la generación anual por S/E puede variar drásticamente, esto no implica que las líneas estén bien ajustadas a la solución de la PELP, lo que puede ser ocasionado por una perfil de generación levemente diferente al realmente utilizado en la solución de la PELP que fue implementada, a una demanda también levemente inferior como se comento anteriormente, ó la posibilidad de que los resultados de generación entregada por correferentes no hayan sido la correspondientes a esta solución, o bien una diferencia no detectada en el modelo en Plexos, el cual se considero adecuado dado que no se presentan expansiones en este para el escenario de validación. No hay más tendencias claras o conclusiones generales que realizar.

También cabe mencionar que utilizar flujos de transporte y pérdidas modeladas mediante 20 tramos por sentido, y con restricciones adicionales para evitar pérdidas no físicas (en un único sentido y en orden por tramos) puede ser una escenario poco practico dada por el aumento de los tiempos de simulación que implica incluir variables enteras que establezcan el orden correcto de los tramos. Como alternativa, detectar estas diferencias puede recomendarse posponer a cuando se realice un flujo AC de comprobación, justificado para comprobar el limite de capacidad de las líneas sujeto a factores de potencia y flujo de reactivos que tienen las líneas realmente, asumiendo esta perdida de exactitud en el modelo a largo plazo, dado que la diferencia por este efecto en el valor de la función objetivo es de 0.4 % (lo que se ha mencionado es posiblemente una subestimación dado que no se optimiza la inversión en capacidad instalada cargada). Sin embargo a largo plazo, considerando que los AVI de inversión en generación y almacenamiento alcanzan los 28275[MMUSD] entre 2021-2049 para la PELP, el error incurrido sería de al menos 113.1[MMUSD] solo por este efecto.

Se repite el procedimiento esta vez para comparar los escenarios con flujos de transporte y con flujos DC para las mismas líneas equivalentes identificadas anteriormente.

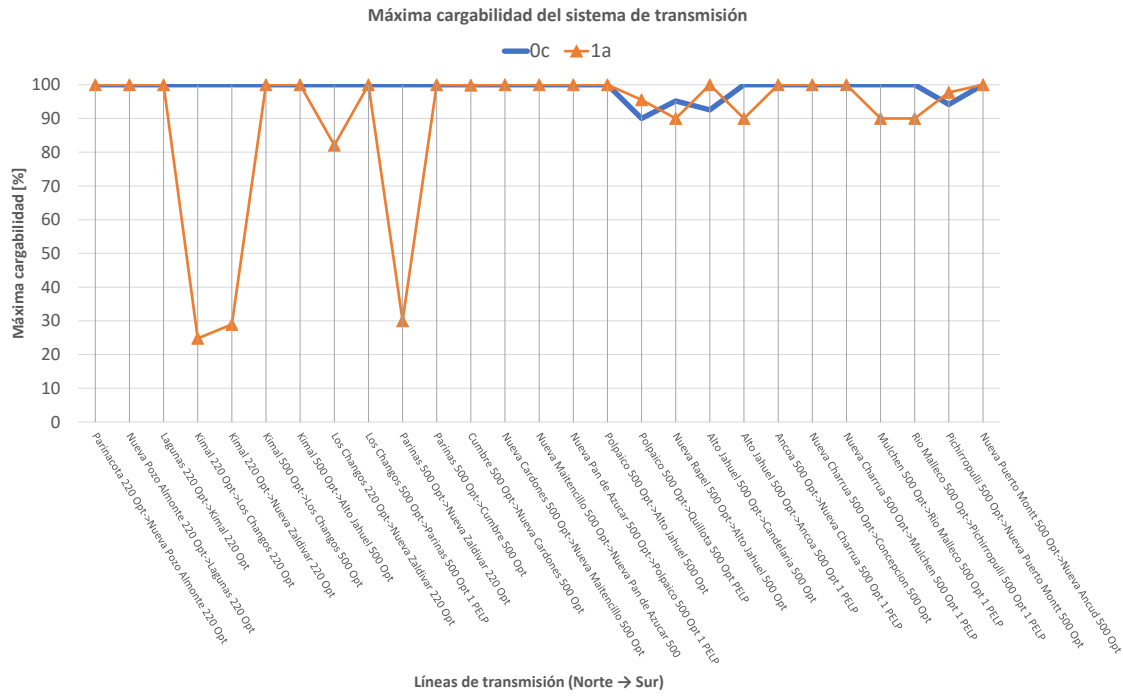


Figura 44: Cargabilidad máxima de las líneas de transmisión utilizando flujos de transporte y flujos DC.

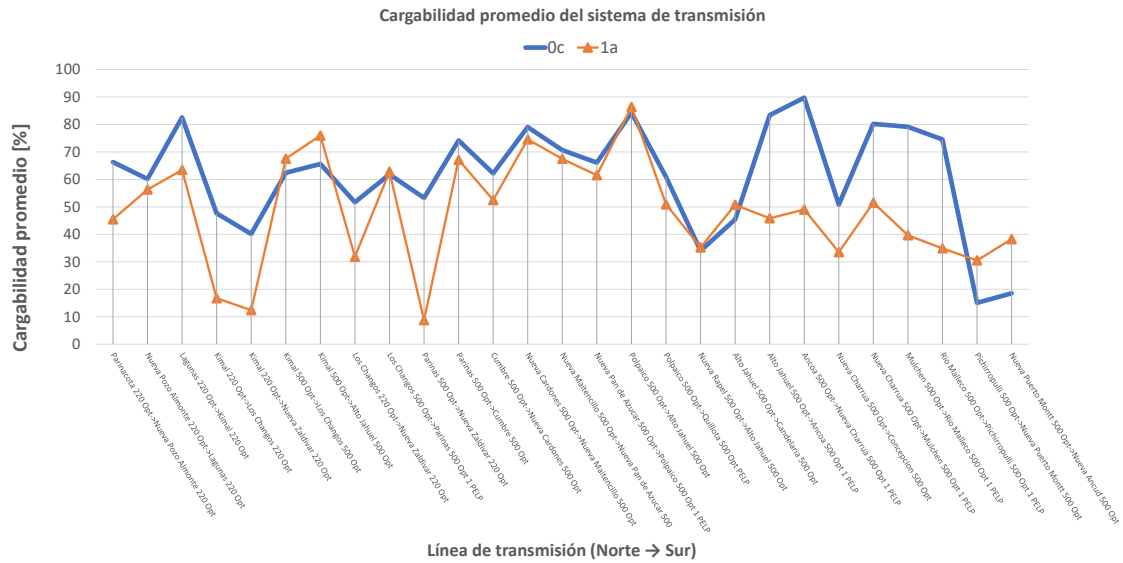


Figura 45: Cargabilidad promedio de las líneas de transmisión utilizando flujos de transporte y flujos DC.

Tabla 20: Diferencias estadísticas de cargabilidad máxima y promedio de las líneas de transmisión para cada tramo, entre utilizar flujos DC y de transporte para un mismo instante.

	Dif Max Cargabilidad 1a-0c	Dif Max Cargabilidad 1b-1a	Dif Cargabilidad prom 1a-0c	Dif Cargabilidad prom 1b-1a
Promedio μ	-10.175	0.823	-12.912	-0.599
Desv. St. σ	23.610	3.433	17.592	4.254

Es útil en esta comparación además utilizar un diagrama de caja que permita ver las diferencias de cargabilidad individuales para un mismo instante, las cuales no están representadas por el promedio:

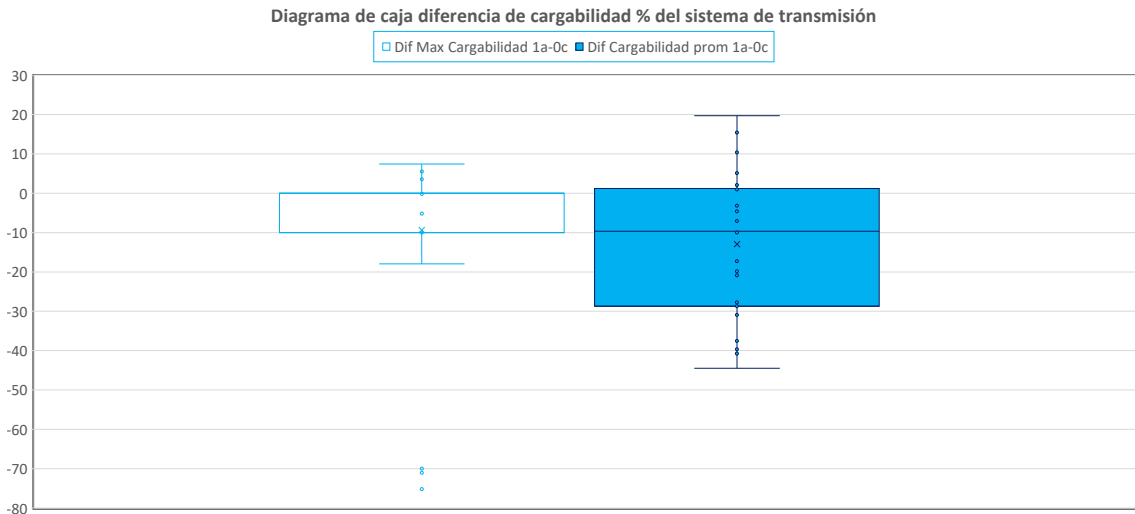


Figura 46: Cargabilidad promedio de las líneas de transmisión utilizando flujos de transporte y flujos DC.

Se halla que las líneas cuya cargabilidad atípica se ven más perjudicadas son precisamente a consecuencia de congestiones angulares provocadas por el uso de flujos DC en el sistema en 220[kV], estas son: Los Changos-Kimal 220, Kimal-Nueva Zaldivar 220, Parinas-Nueva Zaldivar 220, y parcialmente Los Changos-Nueva Zaldivar 220. Se verifico además en una simulación que desconectar Parinas 500-Nueva Zaldivar 220 no resuelve la congestión. Lo anterior demuestra que, dada la baja reactancia de las líneas de transmisión en 500[kV], estas naturalmente tienen preferencia al realizarse flujos DC que perjudican congestionando angularmente a las líneas de mayor reactancia de 220[kV], las que tienen menor potencia. Cabe mencionar que esto fue algo fortuito, ya que no se realiza sensibilidades por ejemplo de largo líneas o de distintos niveles de compensación reactiva o capacitiva serie que podrían emplearse, por dar un ejemplo, por baja cargabilidad de líneas en 500[kV] en ciertos instantes que requieren de un reactor para mitigar los aumentos de tensión. Por otro lado las congestiones en el sistema en 220[kV] muestran haber modificado también los flujos, lo que modifica la cargabilidad máxima pero sobre todo, empeora la cargabilidad promedio de las líneas, lo cual indica que había flujos incluso en la zona sur que se ven mermados, lo cual muestra un efecto sistémico relevante, lo que se ve en un aumento de los costos de la F.O. comentados anteriormente.

Finalmente, se presenta la cargabilidad de las líneas de transmisión cuando se realiza flujos de transporte en los escenarios adicionales 2 y 3, es decir, aplicando la eficiencia de centrales CSP, lo que causa expansión Solar FV que la complemente, y el escenario 3, en que se utilizan perfiles de generación no exactos a los de la solución de la PELP. Ambos escenarios se caracterizan por tener similares niveles de cargabilidad máxima, y menor cargabilidad promedio de las líneas de transmisión, demostrando menor utilización de estas para un mismo costo. Cabe mencionar que estos escenarios utilizan las líneas equivalentes de los escenarios 0c y 1a, utilizando flujos de transporte y modificando unicamente las condiciones en que se utilizan, lo

que reduce su cargabilidad promedio. Esto puede indicar que la expansión óptima de una línea de transmisión esta correlacionada a una mayor cargabilidad promedio en dichos tramos.

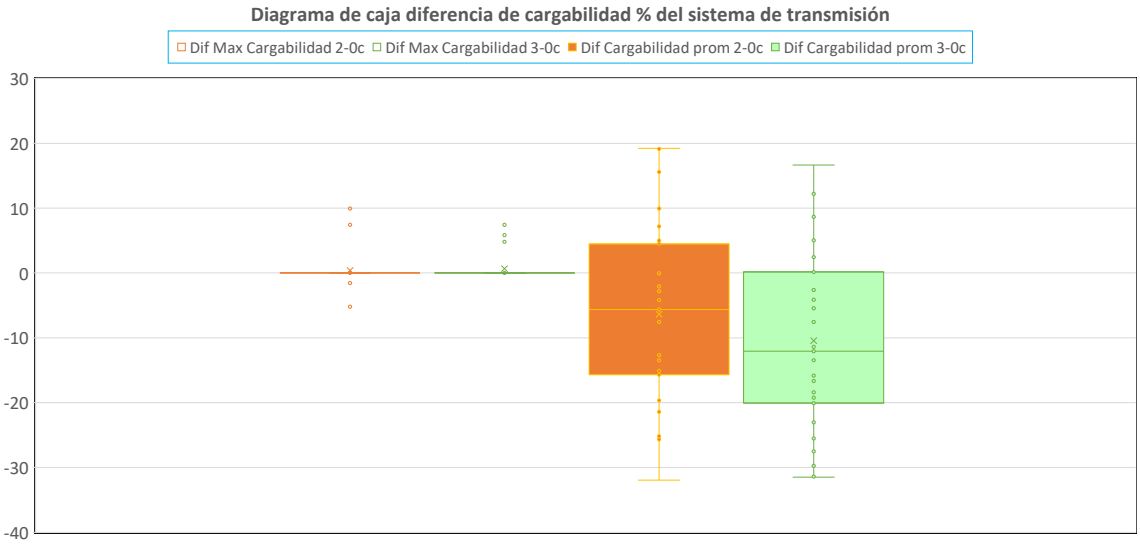


Figura 47: Cargabilidad promedio de las líneas de transmisión utilizando flujos de transporte y las líneas equivalentes más exactas en los escenarios 2 y 3.

Tabla 21: Diferencias estadísticas de cargabilidad máxima y promedio de las líneas de transmisión para cada tramo, para flujos de transporte entre distintos escenarios.

	Dif Max Cargabilidad 2-0c	Dif Max Cargabilidad 3-1a	Dif Cargabilidad prom 2-0c	Dif Cargabilidad prom 3-0c
Promedio μ	0.394	0.670	-6.353	-10.435
Desv. St. σ	2.531	1.893	13.211	13.469

3.4. Discusión

No se investiga la metodología con que fueron estimadas las líneas de transmisión de la PELP, pero se sabe que estas consisten de las principales líneas existentes entre las S/E del sistema reducido, con sus parámetros, habiendo algunas sin resistencia, al igual que líneas en construcción sin resistencia, y líneas en paralelo candidatas en su mayoría sin resistencia en que se realizan las expansiones. Las reactancias son irrelevantes ya que no se realiza flujos DC y solo se recurre a flujos de transporte. Esto facilita que no haya congestiones angulares entre líneas existentes y nuevas, lo que es intrínseco además a la realización de expansiones lineales de líneas de transmisión, ya que una línea de baja potencia y iguales parámetros a la que tuviese en paralelo alcanzaría su límite antes y congestionaría a la que este en paralelo, lo que no ofrecería beneficio que permita su ingreso y no tendría sentido evaluarse sin flujos de transporte.

Uno de los efectos que tiene estimar líneas de transmisión más exactas que las que hay en la PELP son la mayor exactitud de las pérdidas que se hallan modelado. Adicionalmente, se tiene referencias en la sección siguiente que los flujos DC con pérdidas no localizadas es una de las formas con mayor error entre las maneras de realizar flujos DC, dado que introducen un error importante en los flujos, mostrado en la referencias de la siguiente sección, por ello además de realizar flujos DC se desarrollo escenarios con distintos supuestos de pérdidas para identificar diferencias entre resultados.

Cabe recordar que los modelos de pérdidas linealizados por tramos con que se modelan las líneas no se programan con restricciones que orienten los flujos hacia un sentido a la vez, utilizando los tramos en orden, las variables de decisión que definen el flujo por las líneas tienen la posibilidad de activarse en ambos sentidos, esto es similar a cuando las ESS cargan y descargan al mismo tiempo si no se programa para que el flujo vaya en un solo sentido. Externamente el flujo neto de los tramos es correcto, pero internamente se puede activar en ambos sentidos y ello causa que se puedan producir pérdidas irrealistas internamente que sean maximizadas sin ser coherente con el comportamiento real y físico de estas. La respuesta de Plexos a este inconveniente es configurar por defecto la división de las pérdidas mitad y mitad en las S/E que unen las líneas, lo que también perjudica la solución, ya que las pérdidas deberían estar localizadas en la S/E de origen del flujo. La manera en que se distribuyen las pérdidas es un parámetro que se puede configurar en Plexos, pero requiere saber con anterioridad el sentido que tomaran los flujos a priori y puede ser incorrecto, lo que puede no estar disponible en Ameba. Lo anterior también se investiga con tal de identificar posibles diferencias que se hallen en la PELP por corregir este efecto, lo que aumenta los tiempos de simulación. Por otra parte, también existen los modelos de pérdidas cuadráticas, pero no se indaga este escenario. El informe preliminar de la PELP al igual que los archivos publicados que definen las entradas para la optimización no aclaran la manera en que se computan las pérdidas. Por otro lado, el informe final y definitivo de la PELP sí, el cual considera una iteración posterior de la PELP con distintos resultados, por lo cual para enfocarse en los de la iteración preliminar no se comparan. En el informe final de la PELP 2023-2027 se menciona que se suponen las pérdidas como un 3,1 % de la demanda (p. 128), lo que implica pérdidas no localizadas que también fueron evaluadas en esta investigación. De acuerdo a correferentes, no se empleo pérdidas no localizadas en la PELP

preliminar por lo que se toma como referencia el escenario con pérdidas linealizadas por tramos con 5 tramos por sentidos como escenario de validación y de referencia con respecto a cual medirse (y cancelar diferencias producto de no coincidir completamente con los resultados de la PELP). El escenario realizado con pérdidas no localizadas mostró tener menores diferencias en generación total y por tecnología, por lo que puede ser plausible que la PELP preliminar las haya empleado, pero dado que los correferentes indicaron que no se utilizó pérdidas no localizadas, se realizó el análisis en esa línea.

Como se vio en la Tabla de resultados generales, la influencia de utilizar pérdidas generales/no localizadas no repercute severamente en la F.O., de igual forma que emplear 5 o 20 tramos de pérdidas por sentido y detectar pérdidas no física; sin embargo, esto es para una solución cargada, y el hecho de que se puede prescindir de capacidad instalada en ciertas S/E para ahorrar costos o bien solo ser reasignadas no se ve en la f.o. y las diferencias presentadas. Los escenarios desarrollados, con excepción de los escenarios 2 y 3 que modifican variables distintas al modelo de transmisión, no expanden generación o almacenamiento, por lo que solo esta la posibilidad de que se puedan reducir y no expandir, lo que quita libertad a la optimización y afecta la exactitud del impacto de los modelos evaluados, pero como se menciono anteriormente, todas las correcciones que fueron necesarias para validar de mejor manera el modelo de la PELP desarrollado fueron en el sentido de reducir las expansiones, por lo que la solución puede estar cercana a realizar expansiones y el potencial de ahorro si se habilitara optimizar la capacidad instalada se supone baja con respecto al total, recordando que la generación anual total tiene un $-0,8\%$ menor generación que la generación de la PELP. Los resultados identifican diferencias del modelo PELP desarrollado con respecto a los resultados oficiales, lo que se necesita identificar con tal de evaluar si los hallazgos son aplicables al proceso oficial, por ello el modelo de la PELP puede ser mejorado. Por otra parte, las diferencias en generación anual por tecnología indican diferencias de similar magnitud porcentual con respecto a lo que se desea investigar, por ello las conclusiones se basan principalmente las diferencias que se producen entre escenarios realizados sobre el modelo desarrollado para así no introducir otras fuentes de diferencias, mientras que la posibilidad de extrapolar a la PELP se vuelve más incierta, basándose principalmente en las diferencias halladas entre escenarios de un mismo desarrollado.

Por otro lado también se evitó utilizar en el costo total no optimizado de inversión (dado por la solución cargada) la inversión en transmisión de la PELP, ya que podría alterar el costo total con respecto al cual se compara los resultados. En caso de sumarse, la inversión en transmisión alcanza desde un $2,456\%$ a un $2,83\%$ del costo de inversión total en el periodo 2021-2049 y 2050 respectivamente, lo que parece bajo considerando que en un reporte (p. 28) también del Min. de Energía, los proyectos en evaluación en el SEIA indican que el segmento de transmisión alcanza un $5,2\%$ de la inversión en generación, almacenamiento y transmisión. Esta diferencia hace dudar de los valores de inversión presentados en los resultados de la PELP preliminar y, por ello, los valores de diferencias en la F.O. se ponen en valores porcentuales solo con respecto a la inversión anualizada en generación y almacenamiento con tal de evitar presentar cifras con bases de comparación cuestionables (aunque sería idóneo ponerlas en base al valor total, lo que sería más representativo y comparable en un problema de cooptimización y planificación completo). También

se adjunta dichos valores no utilizados si se desea investigar. Más aún, se escoge utilizar el valor anualizado de solo el año 2050 ya que, por efecto de actualización a valor presente, descuento por intereses, y separación del problema de optimización en etapas, es más correcto solo comparar con respecto a los valores de inversión de la misma etapa, similar a lo que ocurre en un problema de optimización, ya que compararlo con respecto a otros años agrega el efecto de actualización con tasas de interés lo que no sería una comparación justa, dado que los años posteriores tienden a ver reducido su impacto en la F.O., lo que no es conveniente ya que la sensibilidad de los escenarios solo se aplica en el año 2050 y el resto de los años no sería comparable, menos aún si se ve reducida por descuentos de tasa de interés.

Consecuencias por la planificación estática determinista año 2050:

Se optó por cargar directamente la solución de años previos, lo cual es importante con tal de incorporar la trayectoria de costos de las tecnologías, combustibles, y la acumulación progresiva de capacidad instalada en la PELP. Por otro lado, esto también implica reducir tiempos de simulación, lo cual es necesario para realizar la investigación en un computador personal, reducir diferencias que se pueden provocar por no converger a un MIPgap cercano al óptimo global, y así atribuir los resultados al modelo de transmisión principalmente. Utilizar una optimización de planificación dinámica durante al menos 30 años tendría las siguientes dificultades:

- El tamaño del problema de optimización y por ende los tiempos de simulación se multiplica con el número de años de 1 a 30 (en un horizonte a 30 años) con acople entre sí (reducido si se separa en etapas).
- La capacidad instalada en transmisión se debe aumentar en varias veces la capacidad instalada actual en algunas líneas, por ello, considerar una igual cantidad de candidatos de transmisión en todos los tramos, con tal de permitir la expansión sin distorsionarla. Por lo anterior, por cada tramo se podría tener el doble o el triple de líneas candidatas de transmisión, sin contar transformadores en S/E, lo que se omite en la PELP parcialmente, y el número total de transmisión candidata a su vez aumenta los tiempos de simulación de manera cercana a proporcional a cada vez más no lineal.

Además, lo anterior da cuenta de la necesidad de reducir el nivel de detalle con tal de preparar un modelo donde aplicar posteriormente un modelo aún más exacto de transmisión.

Todo lo anterior requiere de reducir la mayor cantidad de grados de libertad con tal de atribuir las diferencias al modelo de transmisión evaluado y no a diferencias entre óptimos locales o distintas trayectorias que pudo haber tomado la PELP según el MIPgap que haya empleado. Por ello, se optó por cargar una solución directamente, lo cual reduce los grados de libertad de la optimización.

Alternativamente se podría mejorar realizando un periodo de expansión estático entre medio, por ejemplo año 2030, como en [6], pero esto significaría mayor análisis y simulaciones, por lo que fue simplificado con tal de priorizar proceder a evaluar el modelo de transmisión de la sección siguiente. Además, el hecho de considerar

solo el año 2050 en una expansión estática y no expandida dinamicamente dificulta identificar los cambios en la prioridad cronológica de expansión de líneas de transmisión, dado que se evalúa un año único de ingreso de líneas candidatas (planificación estática).

3.5. Conclusión

Utilizar flujos DC requiere tener parámetros de reactancia en los candidatos de transmisión y que estos se optimicen con variables de expansión entera y no continua, producto de tener una potencia y una relación entre la reactancia, la potencia y los ángulos. Esto se debe a que a priori se desconoce que potencia tendrán las líneas de transmisión y por ello sus parámetros; ante esto se puede proponer considerar un diseño de línea de transmisión para una potencia idéntica a la ya existente que replique la línea existente en paralelo, lo cual evita congestiones angulares que puedan no ser representativas si pueden ser corregidas fuera de la optimización con menor costo, esto dado que los flujos de transporte mostraron tener valores en la función objetivo similares si es que las congestiones angulares no se producen; lo anterior permite además evitar tener que considerar inversiones de desmonte, refuerzo ó adaptación de líneas de transmisión existentes que pueden complicar el análisis. Realizar flujos DC y simultáneamente utilizar un modelo de pérdidas más exacto puede aumentar drásticamente los tiempos de simulación y requiere sacrificar otros aspectos. Por otro lado, realizar flujos de transporte evita las posibles congestiones angulares, suponiendo que se pueden corregir de formas más económicas no optimizadas, y permite realizar expansiones lineales de la transmisión, lo cual reduce tiempos de simulación y permite asignar mayor exactitud de pérdidas por ejemplo.

Cabe mencionar que es necesario considerar adaptar o reforzar las líneas existentes que queden en paralelo con tal de que no se produzcan congestiones angulares. A modo de ejemplo, si se evalúa en paralelo una línea de transmisión de alta potencia pero que tiene una reactancia (compensada o no compensada) similar a la de una línea en paralelo existente de menor potencia, el problema de optimización decidirá la expansión en base al beneficio sujeto a la congestión angular y no de la línea por si sola, lo que puede ser irrealista. Por este hecho la solución de la PELP fue implementada en esta investigación mediante líneas equivalentes que remplazan a líneas existentes con tal de evitar congestiones angulares entre líneas. Por otra parte, el hecho de que la línea Kimal-Lo Aguirre se haya estado simulando como línea AC causa que las líneas candidatas en la b.d. del Coordinador en Plexos que se hayan estado evaluado con flujo de transporte (líneas HVDC por ejemplo) vieran aumentado su beneficio irrealistamente, de forma similar las líneas AC candidatas se vería perjudicadas por ver su beneficio reducido por congestiones angulares que pueden ser poco practicas. No se investiga el costo de adaptar líneas de transmisión para evitar estas congestiones, pero se puede considerar plausible que sea bajo dado que una compensación no requiere grandes extensiones de terreno como una línea de transmisión. En este ámbito, se observó que en la b.d. del Coordinador había presencia de líneas programadas con flujos de transporte en un plan de ingreso con reactancias irrealistas, lo que inadvertidamente causa que se modelaran como AC y se congestionaran entre si. La b.d. del Coordinado tiene este error al menos desde el 2021 hasta la b.d. de la PET 2025. Sin embargo cabe mencionar que sus resultados también son procesado en PLP, pero ello pudo verse afectado por este error a largo

plazo.

Por otro lado, simular las líneas de transmisión AC con flujos DC permite que el beneficio de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre sea vea mejor representado, lo que se opaca cuando todas las líneas se simulan con flujos de transporte. Identificar el costo adicional que requieren las líneas AC para ser compensadas o las adaptaciones/refuerzos que se deben realizar en su entorno para que no haya congestiones angulares y se maximice la capacidad total de transmisión a menor costo mejoraría la exactitud del problema de optimización con flujos de transporte, lo cual no se investiga en este documento.

Las líneas de transmisión estimadas fueron realizadas en base a parámetros de líneas de transmisión en la b.d. del Coordinador, para ello se realizó énfasis en identificar la dependencia de los parámetros con respecto a la distancia de línea a implementar, lo que es relevante debido al aumento de la impedancia y por ello caída de tensión que condiciona a la potencia en la línea, al igual que identificar coherencia entre los parámetros por kilómetro estimados, evitando posibles errores en la b.d. del Coordinador. Para ello además se aumento la potencia de líneas con criterio N-1 a la potencia total, esto con tal de evitar líneas con y sin criterio N-1 de forma aleatoria en las simulaciones. El criterio N-1 se debe verificar idealmente con estudios eléctricos que identifiquen la necesidad de limitar la potencia de una línea realmente. Como observación, la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre en la PELP fue implementada considerando una potencia de 2000, mientras que en la b.d. de la PET esta fue implementada con una potencia de 3000, lo cual puede indicar que, además de que se puede estar considerando distinta potencia por polo para la línea, en el Coordinador probablemente no se considero necesario implementar una potencia N-1. En el Coordinador se realiza estudios eléctricos, por lo que se puede suponer que esta línea no presentaba necesidad de aplicar criterio N-1. Esto se recomienda investigar. Ya que las líneas de años anteriores deben ser adaptadas para que estas no condicionen a los refuerzos, se hizo empleo de líneas equivalentes a la solución de la PELP, haciendo equivalente de 1, 2 y hasta 3 líneas de iguales parámetros en paralelo, evitando utilizar más líneas priorizando utilizar potencias más alta; esto en base en líneas existentes en el SEN en la b.d. del Coordinador en Plexos de la PET Diagnostico 2022 (realizada a fines del año 2021). Si aplicar criterio N-1 implica aumentar la potencia de las líneas o agregar una nueva línea en paralelo, esto reduciría las pérdidas y posiblemente la reactancia de líneas. En las líneas en 500[kV] que están enmalladas, esto puede perjudicar al sistema en 220[kV], ya que tendría menor diferencia angular para la misma potencia, por otro lado, si el criterio N-1 se aplica en las líneas en 220[kV], esto facilitaría evitar congestiones.

Se anula los parámetros de los transformadores de resistencia y potencia con tal de que estos no interfirieron en la solución. Al realizar esta investigación, no se profundizo la posible proyección de mejoras tecnológicas en los transformadores, lo cual puede impactar en sus parámetros, por otro lado, simularlos como expansiones lineales en vez de candidatos de expansión permite reducir tiempos de simulación. Se utilizo un transformador con parámetros casi nulos para acoplar los ángulos entre S/E en los escenarios con flujos DC, mientras que su expansión lineal se realiza aparte y se comporta como flujos de transporte. Por otro lado, el efecto que tienen los parámetros de los transformadores en la solución se identifico comparando el es-

cenario 1a y 1b, siendo bajas. También cabe aclarar que los generadores candidatos y la capacidad existente en las S/E Los Changos, Parinas y Kimal, se hallan conectada en 500[kV] en vez de la misma S/E en 220[kV] en la PELP, lo cual también se replica en esta investigación, por ello, los transformadores modelados solo se expanden para habilitar flujos de transmisión y, en caso de considerar los necesarios para conectar la generación, puede aumentar el número de transformadores en paralelo y con ello reducir los parámetros equivalentes, lo que acercaría los resultados del escenario 1b con parámetros a los de un escenario sin parámetros, reduciendo aún más las diferencias. Por otro lado, dicha generación se podría optar por conectarse a través de una línea de transmisión destinada a los Polos de Desarrollo, lo que agregue generación en una misma línea; lo que podría evitar reducir los parámetros de los transformadores. Por otra parte, es necesario que los transformadores se expandan y no sean el cuello de botella de la transmisión, ya que son relativamente más económicos de instalar a diferencia de una línea de transmisión. Una congestión de estos congestiona a toda la línea y causa, además congestiones angulares que, en el peor caso, afecten al sistema enmallado en 500[kV], que aumenta el impacto. Las líneas enmalladas del sistema reducido son bajas, teniendo la mayoría una conexión radial.

Utilizar una planificación dinámica en vez de estática permitiría aumentar los grados de libertad de la optimización y por ende podría exacerbar los efectos identificados por el modelo de transmisión y de pérdidas, por ello se puede recomendar su investigación, sin embargo, esto está sujeto a mayores tiempos de simulación. Cabe mencionar que las etapas de años futuros cargan la solución de años anteriores, esto a largo plazo puede orientar la solución hacia lo que el modelo de transmisión utilizado determine. El hecho de realizar simulaciones para el año 2050, permite utilizar una solución de casi idéntica capacidad instalada que la PELP haya determinado para distintos escenarios de pérdidas, líneas de transmisión y flujos DC y de transporte, lo que también facilita concluir que los resultados hallados tienen una adecuada validez y permite identificar las diferencias que se producen para idéntica capacidad instalada a largo plazo. El enfoque utilizado de únicamente optimizar el año 2050 permite tener un horizonte de optimización de 30 años contando desde el año en que se realizó la base de datos de la PELP preliminar 2023-2027 (2021), lo que reduce tiempos de simulación y permite emplear un modelo de pérdidas más exacto. Sin embargo, esto está sujeto a la incertidumbre de los supuestos de costos e inversión utilizados. A lo anterior se agrega que la transmisión acumula una capacidad instalada que permite reemplazarla por líneas equivalentes, lo cual en un horizonte dinámico requeriría modificar continuamente las líneas con tal de que las líneas existentes no perjudiquen a las nuevas líneas o refuerzos. Por otro lado, también cabe mencionar que, dado que se carga una solución con capacidad instalada no optimizadas, los resultados de F.O. en los escenarios son OPEX en los escenarios en que no hay expansión de generación y almacenamiento, pero incluyen CAPEX en transmisión. Por lo anterior, se deja también las diferencias en porcentaje de los valores de inversión anualizados de la solución cargada para tener valores porcentuales de la función objetivo total, lo que es más general de interpretar, ya que los MIPgap son con referencia al costo total al igual que cualquier problema de planificación eléctrica del sistema.

El hecho de utilizar programación estática se podría mejorar realizando un periodo de expansión estático entre medio, por ejemplo año 2030, como en [6], pero

esto significaría mayor análisis y simulaciones, por lo que fue simplificado con tal de priorizar proceder a evaluar el modelo de transmisión de la sección siguiente para un modelo similar. Además, el hecho de considerar solo el año 2050 en una expansión estática y no expandida dinamicamente dificulta proponer qué líneas de transmisión de expansión tendrán mayor prioridad para el año 2022 (año en que el informe preliminar [1] fue publicado), dado que se tiene un año único de ingreso de líneas candidatas (planificación estática); por lo que las conclusiones sobre Polos de Desarrollo se orientan al hecho de que los modelos de transmisión no modificar la capacidad instalada en generación y almacenamiento, y que la principal diferencia que puede haber es con respecto a la distribución de la generación en las S/E, ya que esta se halla tiene diferencias relevantes que, de permitirse ahorros de inversión de la solución cargada, podrían aumentar las diferencias, lo cual no se exploró pero es plausible, dado los cambios porcentuales en magnitud de generación anual en cada S/E hallados.

Se halla que realizar flujos con pérdidas no localizadas tiene un impacto más grande en los OPEX que realizar flujos DC ó utilizar líneas de transmisión con parámetros realistas, sin aplicar criterio N-1. La PELP utilizó pérdidas no localizadas posterior al proceso preliminar analizado en esta investigación, por lo que dichas diferencias se pueden suponer están presentes en esta, lo que se podría investigar sobre la misma sin tener que recurrir a un modelo en Plexos. Sin embargo, las diferencias no causan expansiones en generación y almacenamiento. Esto se puede deber a que la capacidad instalada en este caso concreto fue suficiente para suplir las diferencias. Cabe mencionar que no se exploró la posibilidad de ahorrar en la solución cargada de generación, almacenamiento y transmisión, lo que puede generar ahorros que reduzca la F.O. y así reduzca las diferencias en los escenarios. Por otro lado, también se halló que realizar flujos con pérdidas no localizadas tiene pérdidas atribuidas a las ESS que, junto a las pérdidas no localizadas interiorizadas en la demanda (3 %), alcanza una magnitud de pérdidas sobre la demanda aún mayor que todos los escenarios analizados de 4,898 %, lo cual puede indicar que es excesivo; sin embargo, en contraste, la generación anual tanto en el escenario de referencia como en el escenario de pérdidas no localizadas son casi idénticas. Cabe recordar que las pérdidas de un 3 % se emplearon posteriormente en la PELP. Por otro lado, las pérdidas no localizadas al igual que los distintos escenarios de pérdidas mostraron modificar la distribución de generación anual en las S/E de forma importante, y especialmente en las S/E de mayor generación. También, dado el efecto que tienen las pérdidas en los costos marginales se presento estos, aunque no se profundizó su análisis y se utilizó principalmente como validación.

También Cabe mencionar que la F.O. de los escenarios 0a y 0a5 es efectivamente la más cercana a los OPEX presentados en la PELP (preliminar 2023-2027), por lo que se puede suponer que estos escenarios fueron los más correctos para ser utilizados como referencia, a pesar de que el uso de pérdidas no localizadas favorece tener generación anual por tecnología levemente más cercana a los de la PELP, teniendo el escenario de referencia y de pérdidas no localizadas generación anual idéntica hasta decimales de porcentaje.

Por ultimo, también se realizó escenarios en que se corrige la eficiencia de las centrales de CSP y se registra además diferencias que se pueden producir por subes-

timar la diversidad de perfiles de generación en una misma S/E. Estos escenarios son los más disruptivos dado que causan expansión de generación, destacando que no generan expansión de ESS a pesar de expandir varios GW en generación, teniendo el ultimo una diferencia en la F.O. de un 1262 % (1990[MMUSD]) con respecto a la F.O. del escenario de referencia, el cual solo considera los OPEX de la F.O. de la solución cargada. Por este motivo, la investigación solo se enfoca en analizar una solución de la PELP con tal de enfocarse en evaluar el modelo de transmisión de forma más exacta. Los escenarios 2 y 3, al igual que otros escenarios, no consideran expansión de transmisión, lo cual puede ser algo que reduzca las diferencias. Suponer que generadores candidatos en una misma subestación tengan perfiles de generación similares se consideró adecuado en un principio, por ello, se agrega esta conclusión para generar consciencia al respecto. La PELP y la PET consideran perfiles de generación distintos, por lo tanto, es algo a lo cual se recomienda prestar atención. Además, el hecho de que utilicen centrales con nombres ligeramente distintos dificulta hacer comparaciones y requiere varios días de carga manual (a menos que se automatice), por ello se opto por anular las centrales de la PET y cargar directamente las de la PELP. Las diferencias entre el escenario 3 el resto de los escenarios dan cuenta de las diferencias que se podrían llegar a producir, siendo las diferencias posiblemente menores porque en el escenario 3 no se empleo la optimización de qué centrales candidatas (y perfiles) utilizar, lo que podría haber escogido los perfiles más convenientes y reducido las diferencias. En otras palabras, la optimización tendiera a utilizar un complemento idóneo de las centrales para los perfiles de generación que sean cargados, por lo que una ausencia de ciertos perfiles por periodos prolongados, análogo a una sequía, lo cual es plausible, puede aumentar drásticamente los CM's y por ello de operación para una misma capacidad instalada, lo que enfatiza la necesidad de utilizar perfiles de generación representativos, al igual que se hace para modelar sequías hídricas.

Realizar flujos DC con candidatos de transmisión en variable entera solo para los transformadores aumenta los tiempos de simulación en aprox. 8 veces los tiempos de simulación de los mismos flujos DC pero con candidatos de transmisión linealizados. Ambos escenarios desarrollados consideran un modelo de pérdidas de alta exactitud, siendo el escenario con candidatos de expansión en variable entera el de mayor tiempo de simulación: 269 veces los tiempos de simulación del escenario de referencia con flujos de transporte y pérdidas linealizadas por tramos de 3 tramos por sentido (sin corregir orientación y orden de los tramos de pérdidas). El escenario de referencia tiene tiempos similares al de utilizar flujos de transporte con pérdidas no localizadas, por lo que la conclusiones son que claramente los tiempos de simulación aumentan significativamente. Esto, en un problema de optimización de mayor tamaño, como es la PELP, puede causar que los tiempos de simulación aumenten aún más considerando la no linealidad de los tiempos de simulación con respecto al tamaño de optimización.

Finalmente, en base la teoría, la cargabilidad de las líneas de transmisión se ve influenciada por la capacidad con que son definidas, lo que es incierto sin haber realizado flujos con reactivos. Esto se debe a que los limites de capacidad que se deben definir dependen de las caídas de tensión y a su vez, los factores de potencia que se proyecten en las líneas y tensiones instantáneas en líneas contiguas. Por lo anterior, necesariamente la cargabilidad por limite de tensión depende de compensaciones

shunt y serie que tenga el sistema, y debe verse validada la solución mediante un flujo AC, ya que las congestiones del sistema de transmisión, a pesar de ser de menor costo que la inversión en generación, pueden repercutir drásticamente en la solución por anular las inyecciones de la ultima.

4. Modelos de transmisión alternativos

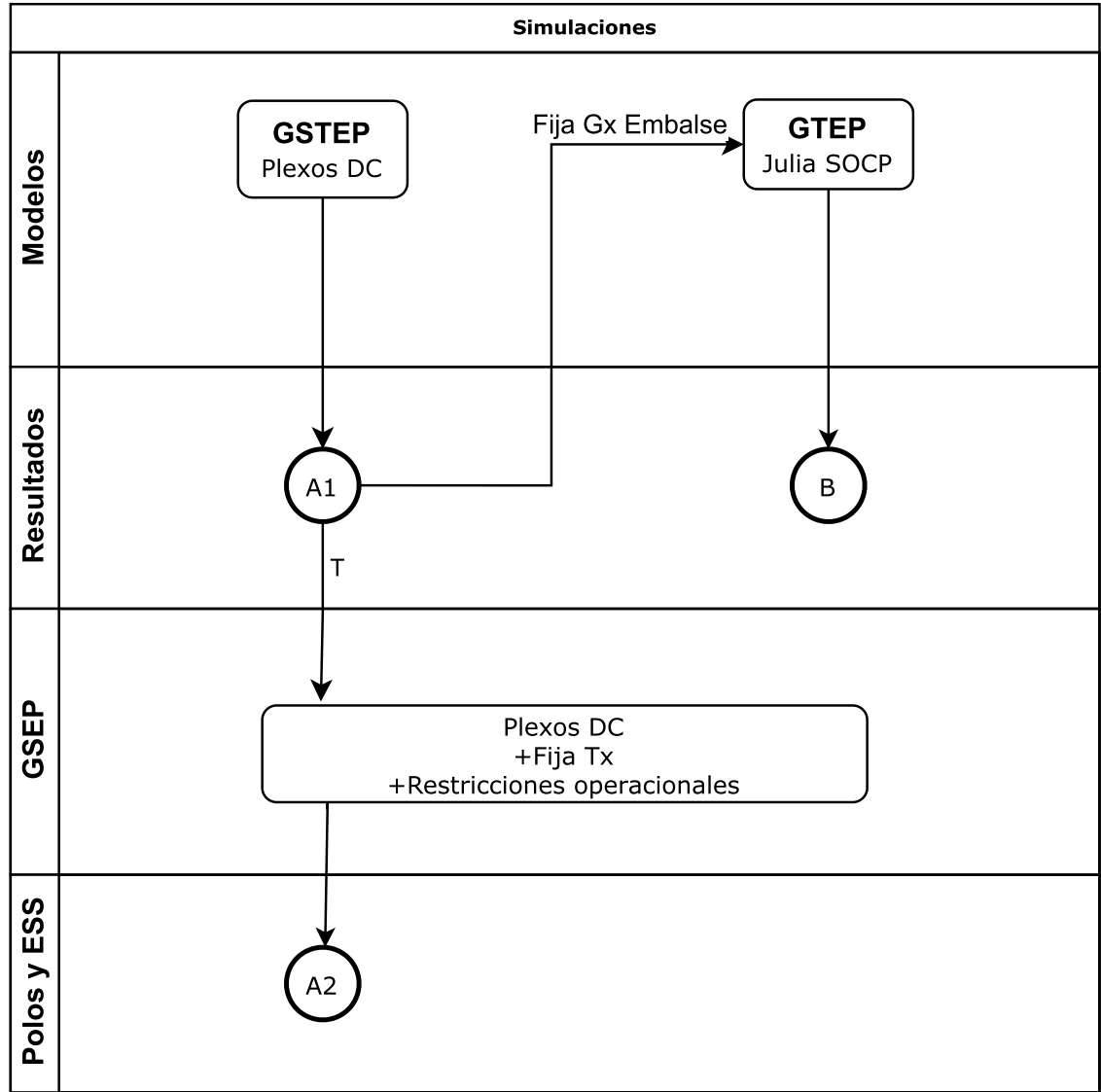


Figura 48: Esquema de simulaciones y resultados que conforman la metodología de esta sección.

En esta sección se procede a formar un modelo en Julia, el cual se realiza en base a un TEP documentado en [31], al cual se agrega parámetros y elementos asociados al modelo en Plexos: costos de combustibles, costo de emisiones, expansión de la generación AVI, equivalente energético de la modelación hidroeléctrica, líneas HVDC, generación renovable, multidemanda, restricción de inercia y despacho mínimo para CF.

- En base a este nuevo modelo, que se denomina B, se busca realizar conclusiones al respecto de las diferencias con respecto a realizar flujos de potencia DC y

SOCP.

Se destaca que las simulaciones realizadas son en base un modelo de la PELP denominado A1 que solo esta en esta sección y no corresponde al de la sección anterior. Este fue realizado con mayor semejanza al modelo de la PET dado que la información publicada de la PELP no era de fácil lectura e implementación, por lo que se priorizo implementar un modelo de transmisión de mayor detalle que era lo principal. Por lo anterior, el modelo A1 tuvo diferencias con respecto a la PELP atribuidas a la manera en que fueron optimizadas las líneas a causa de los altos tiempos de simulación, simplificaciones necesarias para evitar tiempos de simulación excesivos y reducir requerimiento de memoria RAM, diferencias entre el modelo en PLEXOS de la PET y la PELP (indicadas en la sección anterior), y diferencia en perfiles de generación de candidatos principalmente, por lo que su desarrollo se encapsula en esta sección y el modelo mejor validado de la PELP en que se evalúan flujos DC y de transporte es la sección anterior. Por ello la sección anterior se desacopla de esta.

Con tal de facilitar converger y ver tiempos de simulación menores, no se incluye ESS en la modelación, y los despachos hidroeléctricos de embalse (incluyendo hidroeléctrica serie a esta) son fijados a los de la solución de la simulación A1; lo que facilita hacer un equivalente energético de las restricciones de riego y la modelación en serie de embalses. implementando UC sin tiempos mínimos y simplificando la reserva secundaria dinámica a una constante (al igual que el Coordinador en sus modelos secuenciales cuando cooptimiza transmisión).

Finalmente, se halla dificultades para converger. Recordando que las simulaciones A1 con flujos DC demoran entorno a 30 minutos para llegar a un MIP gap de 0,5 %, con ESS y embalses inclusive, por lo que sacar estos elementos debe facilitar converger en menor tiempo, 10-20 minutos por dar un ejemplo. Pero dado que las simulaciones tienen tiempos de simulación de 2950 minutos aun sin hallar una solución (149 veces más que 20 minutos), hallar una solución con 0,5 % resultara significativamente más extenso, dado que converge de forma cada vez más lenta y aumenta drásticamente los tiempos, como se ve en los Mipgap para simulaciones con flujos DC de la Tabla 24. Por lo anterior, en esta sección se explica la investigación realizada, los supuestos y se concluye sobre posibles alternativas para evitar problemas de convergencia.

4.1. Antecedentes

Levantamiento de métodos de representación de la red de transmisión en la planificación de sistemas de potencia

4.1.1. Modelo de transmisión DC

A continuación se presenta la formulación usual que emplea un modelo con flujos DC y la manera en que se realiza en Plexos. Posteriormente, se comenta los mayores obstáculos que tiene un modelo DC-linealizado, de acuerdo a literatura.

La líneas de transmisión AC, las más comunes del SEN, pueden ser modeladas con modelos de línea corta, mediana y larga según la longitud de estas y la exacti-

tud deseada, siendo el modelo de línea larga el más exacto y, vale decir, aplicable a cualquier longitud. Sin embargo, inclusive el modelo de línea corta, el más simple de todos, se suele simplificar aún más a problemas de planificación del sistema eléctrico, dado que considera horizontes de tiempo varias veces mayor a un despacho y que generalmente requiere modelar embalses, múltiples centrales y candidatos, tanto de almacenamiento como generación y transmisión, lo que eleva los tiempos de simulación rápidamente, lo que requiere simplificaciones. En este sentido, se recurre a modelar los flujos AC como flujos DC. Lo que se explica a continuación:

Para definir los flujos exactos, es necesario primero definir la matriz de admitancia para N nodos:

$$\mathbf{Y}_{i,j} = G_{i,j} + jB_{i,j} = \begin{cases} \sum_{j=1}^N y_{i,j} & i = j \\ -y_{i,j} & i \neq j \end{cases} \quad (1)$$

Observación: $\sum_{j=1}^N y_{i,j}$ incluye a $y_{i,i}$, es decir, la admitancia que esta en paralelo al nodo y no conecta a otros nodos; por otra parte, si un nodo i no esta conectado a otro j, la admitancia que los une $y_{i,j}$ sera nula.

$$\begin{cases} y_{i,j} = g_{i,j} + jb_{i,j} = \frac{1}{z_{i,j}} \\ z_{i,j} = r_{i,j} + jx_{i,j} \end{cases} \quad (2)$$

Esta matriz al multiplicarse por un vector columna de tensiones de cada nodo calcula las corrientes que salen de cada nodo, es decir, la corriente que tiene que entrar a este. Luego, se desarrollan las ecuaciones de potencia para un flujo exacto:

$$\begin{cases} S_i = V_i \cdot I_i^* \\ \mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \\ P_i = \sum_{j=1}^N |v_i| |v_j| (G_{i,j} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{i,j} \sin(\theta_i - \theta_j)) \\ Q_i = \sum_{j=1}^N |v_i| |v_j| (G_{i,j} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{i,j} \cos(\theta_i - \theta_j)) \end{cases} \quad (3)$$

Donde $v_i < \theta_i$ es el fasor de tensión de cada nodo. Luego, se aplican las simplificaciones que linealizan estas ecuaciones no lineales al evitar la multiplicación entre tensiones y presencia de cosenos y senos en el problema de optimización:

- La diferencia de ángulos de fase entre nodos es pequeña: $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j)$ y $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$.
- Tensiones de cada nodo en rango nominal: $|v_i| \approx 1$.
- La resistencia de cada línea es despreciable con respecto a la reactancia: $y_{i,j} \approx jb_{i,j}$.²²

²²Se desprecia la parte real de la admitancia, pero la resistencia si se ocupa para computar su parte imaginaria, $b = \frac{x}{x^2 + r^2}$.

- La resistencia es despreciable: la potencia emitida es igual a la recibida.²³
- Admitancias propias despreciables²⁴: $y_{i,i} \approx 0$.

Obs.: En [17] se indica que es posible agregar las pérdidas shunt (en paralelo) al nodo. Esto tiene sentido, ya que si las tensiones son cercanas a 1, entonces se puede mejorar la exactitud restando una pérdida constante a cada nodo por efecto corona.

Los supuestos anterior permiten tener un problema convexo el cual se puede optimizar globalmente por métodos clásicos de optimización que requieren convexidad: KKT (convexidad asegura óptimo global²⁵) y descomposición de Benders (dualidad²⁶).

De lo anterior, se tiene que P_i queda de la siguiente manera:

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j \neq i}^N B_{i,j} (\theta_i - \theta_j) \\ \mathbf{P}_i = \mathbf{B}' \cdot \theta_i \\ \mathbf{P}_{i,j} = \mathbf{H}\theta \end{cases} \quad (4)$$

Donde $\mathbf{P}_{i,j}$ es el vector de flujos de potencia activa a través de la líneas. Notando que $\mathbf{B}'$ computa en cada fila el flujo total que sale de cada nodo, mientras que $\mathbf{H}$ ²⁷ computa el flujo de las líneas en cada fila.

Se observa que la matriz $\mathbf{B}'$ coincide con la matriz de admitancia $\mathbf{Y}$ al despreciar sus términos resistivos y shunt. Mientras que la matriz $\mathbf{H}$ viene de despejar θ al multiplicar la matriz $\mathbf{P}$ por el inverso de $\mathbf{B}'$, y posteriormente multiplicar este vector de ángulos por una matriz que se encargue de hacer la diferencia entre ángulos, esto calcula una matriz que es constante y que permite calcular los flujos por las líneas directamente. Similarmente, es posible usar el concepto de linealidad para usar esta matriz y calcular el cambio en los flujos por las líneas $\Delta \mathbf{P}_{i \rightarrow j}$ debido a un cambio en los ángulos de cada barra expresado por la matriz $\Delta \theta$, siendo los componentes de esta matriz conocidos como Power Transfer Distrution Factors (PTDF): esto en Plexos se reconoce como los Shift Factors (cambia de nombre solamente), y se encarga de computar esta matriz constante compuesta por sus términos definidos como $PTDF_{i,j}$ para calcular los flujos por las líneas. Más detalladamente, Plexos evita invertir la matriz $\mathbf{Y}$ mediante una técnica concreta, pero el concepto es el mismo. Finalmente, Plexos en su manual reconoce que esta matriz puede cambiar si las pérdidas cambian, lo cual depende del método de pérdidas escogido, comúnmente modelado como piece wise lineal, por lo cual ofrece la posibilidad de configurar un modelo que utilice su funcionalidad de Variable Shift Factors, los cuales además

²³Esto en Plexos se corrige utilizando un modelo de pérdidas. Este puede ser Piecewise linear (lineal) o por formulación cuadrática (no lineal), el cual distribuye la pérdida de la línea en ambos nodos extremos, comúnmente mitad y mitad, a menos que se conozca un posible sentido de los flujos a priori.

²⁴Estas son las capacitancias del modelo pi y conductancias shunt por efecto corona.

²⁵(p. 34) Dualidad y condiciones de Karush-Kuhn-Tucker, Universidad Autonoma de Madrid.

²⁶(p. 1) Dualidad en programación lineal, Universidad de Valencia.

²⁷Definición ocupada en la referencia [17] (ec. 12).

permite computar de manera distribuida con tal de evitar la existencia de factores demasiado pequeños que causen inestabilidades en la optimización (coeficientes que sean demasiado pequeños junto a coeficientes demasiado grandes causa problemas en la optimización).

Por otra parte, dado que los PTDF cambian dependiendo de las pérdidas, se tiene conocimiento de que los PTDF pueden cambiar fuertemente por la operación (cambio en la demanda, cambio en la generación), evidentemente la topología (fallas, switching) y simplificar varios nodos pertenecientes a un país como un nodo equivalente único [19]²⁸.

La utilización de nodos equivalentes es una fuente de error por varias razones: la referencia [19] explica que en el 2008 en la Unión Europea, un sistema altamente enmallado por sus países, se realizaba flujos de potencia entre países, representados por nodos equivalentes (zonas) cuyas líneas interiores no son modeladas, dado que supone que las reactancias de sus líneas son inferiores a las de la línea que conecta al país con otros país, y cada país era representado por un nodo único; esto causaba importantes diferencias en los *PTFD*, en especial cuando las líneas en el interior de estos países presentan congestiones. Lo anterior fue notado por quienes operaban la red y se decidió migrar a un sistema con mayor cantidad de nodos, es decir, que modele los nodos en el interior de las zonas con tal de tener Shift Factors más exactos, es decir, que modelen adecuadamente el despacho. Lo anterior destaca la importancia de evitar usar nodos equivalentes si hay líneas en su interior, o bien no modelar líneas cuyas impedancias sean similares a las líneas que se están incluyendo en el modelo de transmisión reducido y que sean capaces de desviar flujos, especialmente en un sistema altamente enmallado. Esto puede tener importancia para escoger qué nodos evitar reducir a nodos equivalentes; como por ejemplo, nodos adyacentes a las subestaciones principales, dado que podrían desviar flujos de la línea principal, lo que causaría errores mayores si estas líneas no modeladas presentan congestiones que requerirían limitar el flujo de la línea en paralelo. Esta referencia llevo a esta conclusión comparando resultados de flujos AC con flujos DC linealizados, particularmente identificando el efecto de utilizar nodos equivalentes (que denomina zonas) dentro de las causas más importantes de las diferencias. También recomienda excluir nodos cuyos flujos solo sean locales (por ejemplo en el interior de un país de la UE).

La referencia [19] compara los PTDF que se obtienen utilizando flujos AC no linealizados, concluyendo que son similares. Sin embargo, la referencia [17], que es más reciente y busca hacer un review, sugiere no confiarse: pueden variar los costos marginales y los flujos importantemente y de manera impredecible, afectando a la seguridad del sistema y causando congestiones, lo que repercute los precios. Al respecto indica que si bien en promedio los flujos tienden a tener bajos errores porcentuales (en promedio de 0 – 5 %) para casos base, esto varía significativamente para el mismo sistema en escenarios de alta demanda, de contingencias y redesparchos; dependiendo de la red y de la situación analizada, independiente del software de simulación: pueden haber errores alarmantes [17].

Esto se puede relacionar a la potencia SIL que tienen las líneas y a su consumo de reactivos, dado que a tal cantidad de potencia estas no consumen ni generan

²⁸En esta referencia a los nodos equivalentes también se les denomina como zonas.

reactivos, evitando el error por no considerar reactivos en las líneas [21]. En esta referencia se halla que:

- El error es en promedio bajo para baja cargabilidad de las líneas.
 - Para condiciones de baja cargabilidad el efecto capacitivo de las capacitancias en el modelo PI generan potencia reactiva aproximadamente constante, dado que las tensiones se mantienen cerca de valores nominales ($V^2\omega C$), lo que se correlaciona con que el error sea aproximadamente constante para baja corriente.
- Este error disminuye importantemente cuando se acercan las líneas a un 60 – 70 % de carga (aprox. la potencia SIL de una línea típica).
- Aumentando el error a mayor potencia (cuando líneas aumentan cuadráticamente su consumo reactivo por I^2X). Lo que se correlaciona al error detectado sobretodo en alta demanda, contingencias y redespacho hallado en [17].

Por otra parte, una alternativa interesante para mantener el error por el uso de flujos DC, que se propone en [21], es limitar el flujo de todas las líneas a un 70 % de su capacidad térmica, dado que a este porcentaje suele estar la potencia SIL de una línea (depende de la línea). Lo anterior con tal de que los reactivos de las líneas no crezcan al cuadrado de la potencia posterior a la potencia SIL y el error entre modelos AC y DC se mantenga bajo al mantener los flujos con baja presencia de reactivos.

La referencia [17] se destaca como fuente de información dado su número de citas. Es un review en torno a las implicancias de utilizar un modelo de transmisión DC-linealizado. Destaca que cada supuesto de la linealización tiene un error importante (magnitud, ángulos pequeños e impedancias principalmente reactivas), sin embargo, menciona que en la práctica estos errores no son tan grandes en promedio debido a que:

- Los flujos se asimilan a una red en que hay divisores de corriente y que solo importa la impedancia relativa de cada línea para definir por cual camino se divide la corriente (potencia).
- Si las tensiones en nodos son relativamente cercanas, se cancela el error por asumir tensiones 1 p.u.

Sin embargo, esto puede verse afectado con la inclusión de fuentes de corriente (ZIP Loads) como lo son la generación solar. [20]²⁹³⁰

A continuación se deja cita de cuales métodos de modelo DC-linealizado mostraron ser mejores y cuando:

²⁹Esta referencia alude a la generación solar basada en inversores fuente de corriente (CSI), pero no se pudo hallar referencias que indiquen la participación de este tipo de inversores en el SEN.

³⁰Se indica un rango de parámetros de ZIP loads de $Z \approx 0$, $I \in [-0,02 - 0,4]$, $P = 0,5$ y alternativamente (otro escenario) $Z \approx 0$, $I \in [-0,02 - 0,8]$, $P = 0,05$.

Clearly, there is a big accuracy gap between hot-start and cold-start models. In the former, matched and incremental dc models work best, particularly in moderate-change redispatch and contingency analysis. On the other hand, cold-start models are seen, even from the few results shown, to be vulnerable to huge inaccuracies on certain critically-loaded branches. This seems not to be widely recognized. [17]

También se recomienda comparar con flujos AC para cerciorarse (lo que se hace en la PET).

Los errores que fueron comunes e independientes del tipo de modelo DC-linealizado, fueron:

In all results, considerable efforts were made to pinpoint the sources of the largest dc MW flow errors. By far the most common situation is when heavy flows divide themselves between local paths whose r/x ratios differ widely. Branches with very large transmission angles can be another problem area. Significantly, we also often saw large errors on branches with no “bad” characteristics, indicating propagation from the poor linear modeling of other branch flows. [17]

Esto va en línea con la división de corriente en las líneas y que zonas que pertenezcan a la malla pero que no sean adecuadamente representadas distorsionan flujos en otras áreas de la red que no tienen divisores de corriente.

Best-practice ac power flow modeling at all voltage levels is imperative to minimize such trouble spots. We ourselves noted and fixed a number of evident data problems in various power flow models. Certain types of network reduction produce highly unrealistic equivalents, and should be avoided. [17]

Con respecto a las pérdidas, el review [17] indica que es importante computarlas con tal de evitar errores porcentuales en el orden del 100 % (incluso para pequeños sistemas), ya que si bien las pérdidas individuales son pequeñas con respecto a los flujos individuales de cada línea, la energía generada que se pierde se acumula por cada línea y causa errores significativos en los flujos del resto, incluso en pequeños SEP.

Plexos es capaz de modelar las pérdidas, dependiendo su modelo de escoger realizar OPF mediante “Variable Shift Factors” (VSF, VS-OPF) o “Fixed Shift Factors” (FSF, FS-OPF). FSF emplea la matriz de $PTDF$ y computa pérdidas que distribuye según sea el método escogido de pérdidas. Por otra parte, VSF no utiliza los $PTDF$ y localiza las pérdidas en el balance de energía, lo cual es más exacto pero puede ser más lento de resolver. Adicionalmente, permite escoger entre “Piecewise Linear” (linealizado por tramos) y “Quadratic” como métodos de pérdidas. Las ecuaciones para el método VS-OPF con pérdidas Piecewise Linear son las siguientes:

Node Net Injection:

$$n_i = \sum_k g_k - d_i - \sum_x \sum_b \left((1 - a_x) \times \delta_{x,t} \times f_{x,t} \right) - \sum_y \sum_b (a_y \times \delta_{y,b} \times f_{y,t})$$

Node Power Balance:

$$n_i = \sum_x \sum_b (f_{x,b}) - \sum_y \sum_b (f_{y,b})$$

Line Flow Limits:

$$\underline{f}_j \leq \sum_{b \in F} f_{j,b} - \sum_{b \in B} f_{j,b} \leq \bar{f}_j$$

Line Loss Tranche Bounds:

$$0 \leq f_{j,b} \leq \bar{f}_{j,b}$$

where:

$\sum_k g_k - d_i$ is the net generation at node i

Optimal Power Flow

n_i is the net injection at bus i (also called the net export)
 x indexes the directed loss tranches exporting from bus i , and
 y indexes the directed loss tranches importing to bus i
 a_j is the loss allocation factor for line j
 $\delta_{j,t}$ is the marginal loss in loss tranche b for line j
 $f_{x,t}$ is the flow in loss tranche b for line j with sets F and B indicating the forward and back directed flows respectively

The optimisation solves these two node balance equations simultaneously. The losses have the effect of being loads at the nodes either end of the line. The nodal price is taken from the dual on the first equation and will naturally include the effect of marginal losses.

Figura 49: VS-OPF con pérdidas “Piecewise Linear”, es decir, linealizado por tramos (Manual de Plexos).

Notando que:

- El flujo por cada línea corresponde a la suma de los términos $f_{j,b}$, donde b son los tramos en la linealización por tramos de la ecuación de pérdidas Ri^2 .
- Los flujos DC permite tener que $i = p$ en p.u., por lo que para cada uno de estos tramos se calcula la suma de pérdidas marginales.

- Se computa linealizando por tramos la derivada: $2rp$.

- El termino a_j es con tal de localizar las pérdidas según el sentido del flujo. Por defecto es 0.5 para cada nodo unido a la línea. Sin embargo, en caso de utilizar variables binarias que fueren la activación de forma excluyente entre sentidos, no debería ser necesario.

Lo anterior tiene el siguiente defecto:

- Calculo de precios desvirtuados a causa de incluirse pérdidas en los nodos:
 - Se previene utilizando suficientes tramos que mejoren la exactitud de la aproximación por tramos.
- Pérdidas no reales: Para el caso de Piecewise linear, en caso de definirse sin variables binarias que obliguen a las variables de decisión a seguir un orden o activarse en un único sentido, en condiciones de vertimiento, el modelo al no tener un sentido físico tiende a maximizar las pérdidas: Plexos lo corrige con un mecanismo que detecta tramos de pérdidas que no estén en orden o con activación de tramos en ambos sentidos simultáneamente. Esto aumenta drásticamente los tiempos de simulación como se observó en las simulaciones de la primera sección.

El método VS-OPF con pérdidas Piecewise-linear es el más exacto que puede ofrecer Plexos junto a pérdidas quadratic, se puede reconocer en el review [17] como un flujo DC-linealizado del tipo “Explicit Model: Cold Start: Loss Redistribution”:

- Cold Start: Dado que no utiliza una solución de un flujo AC exacto como solución con respecto a la cual linealizar o estimar pérdidas, contrario a un Hot start que sí la utiliza.
- Loss Redistribution: Dado que existe una localización de las pérdidas.³¹

La referencia [17] indica que para un modelo de estas características los errores porcentuales de flujo, con respecto a simulaciones AC, son muy similares a las que se hallarían usando un modelo tipo Cold Start: Voltage AC Start, mostrado a continuación:

³¹ Asigna las pérdidas a cada nodo como Rp^2 (linealizado por una función por tramos).

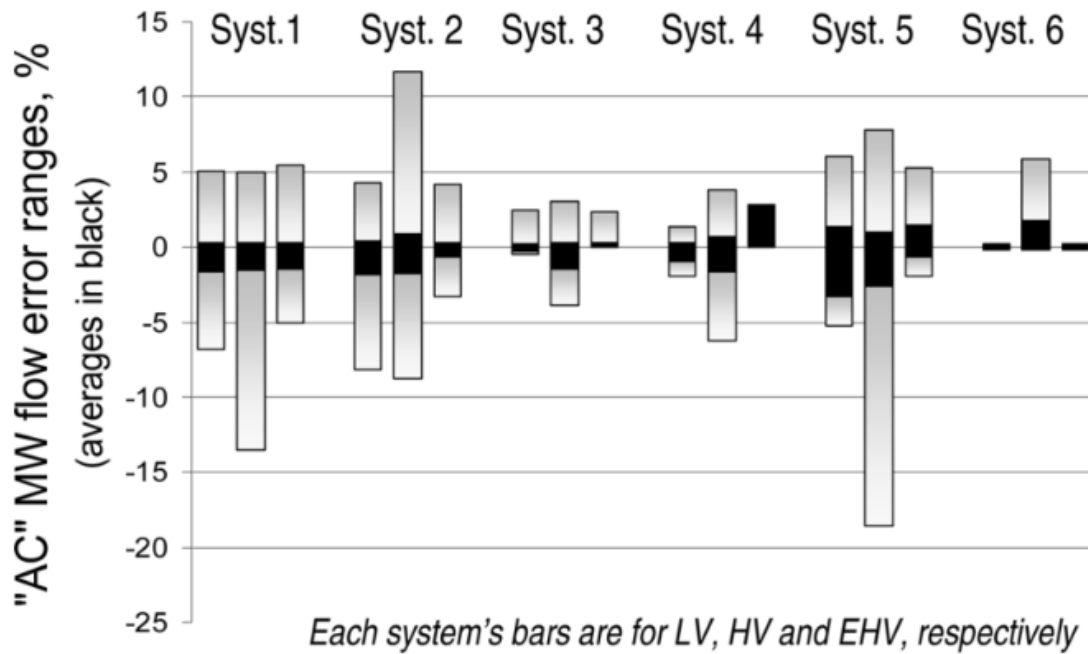


Figura 50: Errores porcentuales en los flujos de operación normal cuando estos se modelan de la forma Cold Start, Voltage AC Start. [17]. Sistema 5 es exactamente el mismo que el 6 pero en escenario de alta demanda.

Lo anterior es un tipo de flujo DC-linealizado cuyo error se puede suponer será similar a los de la PELP en escenarios sin contingencias (sin considerar criterio N-1). En lo anterior se observa que efectivamente puede haber líneas problemáticas, que probablemente son las mencionadas con congestiones, alta cargabilidad o por tener divisores de corriente no representados en el sistema reducido.

Sin embargo, el error con respecto a la formulación exacta aumenta considerablemente en escenarios de redespacho (ej: seguimiento de carga), contingencia, y redespacho con contingencia:

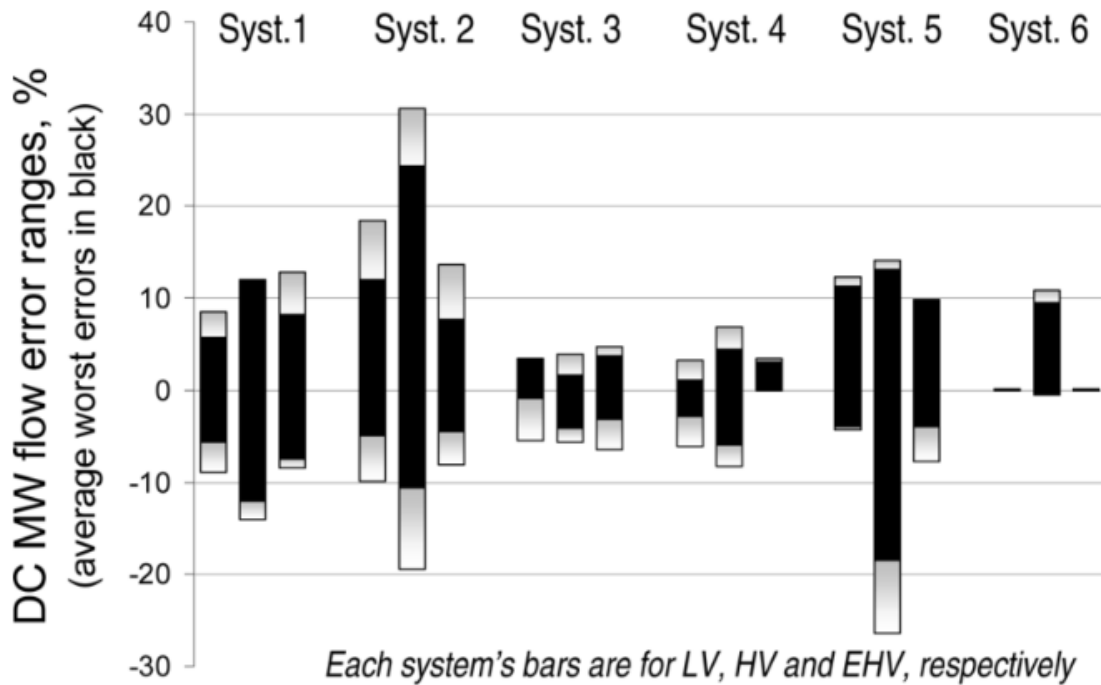


Figura 51: Errores porcentuales en los flujos bajo escenarios de redespacho y contingencia cuando estos se modelan *de la forma Cold Start Voltage AC Start*. [17]. Sistema 5 exactamente el mismo que el 6 pero en escenario de alta demanda.

- Los errores se disparan por el aumento de flujos por las líneas y el aumento de consumo de reactivos por estas.

Observación: la referencia no indica a que tipo de Cold start corresponde la Figura anterior, ya que los Cold Start pueden ser sin pérdidas (el más inexacto), pérdidas distribuidas en los balances de energía, o AC Start, siendo el error de los últimos dos similares.

- No hay información con respecto a como la PELP considera las pérdidas en AMEBA, pero la PELP 2018-2022 las consideraba como un aumento de 3 % en la demanda (p. 47), lo cual aumenta el error en los flujos por ser independientes de la dirección de estos.
 - En función de la definición de pérdidas anterior, no es claro si esto sería considerado como pérdidas localizadas, ya que no esta en función de los flujos del sistema, lo que es lo que las localiza.
 - Dado que las pérdidas dependen necesariamente de los flujos y su sentido, considerarlas como un porcentaje de la demanda podría estar acumulando error en los flujos.

Se podría suponer que en escenarios de operación normal (simulados en la PELP) los errores son bajos porcentualmente de acuerdo a los resultados anteriores. Y si se realizan flujos AC exactos en escenarios de contingencia (N-1 por ejemplo) y alta demanda, esto evaluaría correctamente la cargabilidad de las líneas y se podría

retroalimentar optimizaciones, refuerzos o ampliaciones³² al problema principal, lo que facilitaría una solución que haga mejor uso de la transmisión (cambios en las pérdidas y congestiones que limiten nueva generación por ejemplo); sin embargo, los flujos exactos y la consideración de contingencias solo se realiza en la PET, por lo que la PELP no tendría en consideración estas diferencias en el sistema de transmisión. Por otra parte, tener flujos que mantengan tensiones en norma también puede ser relevante, ya que, como se comentó, puede haber generación que se comporte como fuente de corriente y aumente su corriente para entregar la misma potencia a menor tensión, como es el caso de las líneas HVDC que requieren ser compensadas para evitar esto. Así mismo, altos flujos y por ende bajas tensiones puede requerir mayor generación reactiva, lo que puede limitar la generación activa de los generadores, encareciendo la operación.

- Dado que no se retroalimenta las ampliaciones-expansiones-optimizaciones necesarias para flujos exactos, haciéndolo solo posteriormente en la PET, la solución de la PELP no evaluaría correctamente los flujos por estas líneas y habría una matriz de cooptimización en la PELP que arrastre una expansión subóptima a la PET, dado que no consideraría los refuerzos-expansiones-optimizaciones que puedan orientar la solución (congestiones por resguardar criterio N-1 por ejemplo).

- Se requeriría realizar flujos exactos para evaluar con exactitud escenarios de alta demanda y alta cargabilidad de las líneas.

- La PET realiza retroalimentación desde los estudios eléctricos al modelo de cooptimización, como se puede ver en la Figura 78 y 79.

- Realizar flujos más exactos en la cooptimización de la PELP evitaría soluciones infactibles y correcciones posteriores en estudios eléctricos que requieran volver a optimizar el modelo de cooptimización principal de la PELP, por lo que tener un modelo más completo podría ahorrar tiempo-recursos en la PET.

- Recordando que idealmente por norma la PET se desarrolla posteriormente en base a la matriz de cooptimización resultante de la PELP, se necesitaría volver a cooptimizar, y los esfuerzos y estimaciones del Min. de Energía de acuerdo a su modelo propio de PELP no se traspasarían de la misma forma o podrían perderse (horizonte de 20 años en vez de 30). También requeriría un dialogo que debe tener un costo en tiempo y recursos.

- - Por otra parte, realizar flujos más exactos abriría la posibilidad de evaluar flujos con criterio N-1 en la cooptimización PELP, dado que para esta condición habría mayor error para flujos DC, pero no para flujos más exactos.

- La consideración de contingencias es un requisito necesario en la PET, lo que se optimiza al retroalimentar estudios eléctricos, nuevamente simulando el modelo principal de la PELP pero con un menor horizonte y mayor detalle (exactitud).

³²Tales como indica la Figura 5.

- La mayor exactitud de flujos MISOCP reduciría las diferencias halladas en estudios eléctricos (menor error y optimiza tensiones en norma) y las diferencias entre los resultados de la PELP y la PET.

Dado que el método MISOCP es capaz de resolver, según la literatura, de forma eficiente³³ el problema, este sería más escalable y permitiría agregar detalle, por lo que el costo computacional puede ser compensado por los beneficios de facilitar tensiones en norma y evitar casos infactibles. Sin embargo, esto es una hipótesis que no se investiga.

La referencia review sobre flujos DC [17], en resumen, indica que efectivamente hay errores importantes al simular flujos AC como DC, que si bien en promedio son % bajos, pueden haber grandes diferencias en algunas líneas, ocurriendo para todo nivel de tensión. También destaca que los tipo hot start disminuyen el error en promedio notablemente, teniendo aun así líneas con errores altos (Anexo).

Esta referencia indica que el error es principalmente importante para:

- Modelos DC-linealizados cold-start (peores en comparación a los hot-start): probablemente los utilizados en Ameba y la PELP.
- Durante contingencias: N-1 por ejemplo, dado que flujos por algunas líneas son más altos y aumenta la importancia de los reactivos.
- Cuando hay nodos en el sistema reducido que poseen congestiones internas.
- Cuando existen líneas no modeladas de baja impedancia que desvían el flujo como si fuese un divisor de corriente.
- Alta demanda y alta cargabilidad de las líneas.
- Cargas de corriente constante (ZIP Loads): Incluye generación solar (inversores). [20]

La referencia [20] indica la relevancia de las ZIP Loads. Recordando que son cargas que son descritas por componentes de corriente constante, de potencia constante o impedancia constante; indica que para la representación de *generación solar* (basada en inversores) puede ser relevante su componente de corriente constante.

- Los modelos ZIP permiten modelar la dependencias que tienen estas cargas del voltaje, lo cual es no lineal; siendo particularmente la componente de corriente constante no convexa y por ende más difícil de implementar, en contraste a la de potencia e impedancia constante, por lo cual la referencia [20] en específico la implementa mediante relajaciones cuadrática, cónica y semidefinida.

- Si hay nodos con baja tensión (lo que las simulaciones DC-linealizadas

³³Esto se refiere a que los tiempos de computo no escalen exponencialmente por el tamaño del problema. Pero aun así los tiempos están hasta 100-200 veces mayores a un DC-linealizado para un OPF o un TEP, lo que es más eficiente que los tiempos de un OPF exacto.

no identifica), la generación con componente de corriente constante inyectara mayor corriente para la misma potencia, lo que aumentara las pérdidas en las líneas y requerirá mayor cantidad de reactivos para tener las tensiones en norma; lo que limitara la generación de otras unidades.

- Si hay nodos con sobretensión, esta generación tendría una subcorriente a la esperada para flujos DC.

- Esto puede ser relevante para la PELP, dado que se proyecta un gran aumento de generación basada en inversores, por lo que se debe investigar si podrían tener componentes de corriente constante que pueden afectar los flujos DC.

Lo anterior significa que no hay certeza y siempre se debe comprobar con flujos AC [17]. Se deja en Anexo gráficas de errores porcentuales hallados en la referencia [17]. Considerando el extensivo uso de energías renovables con inversores en el futuro [1], puede ser relevante para una adecuada estimación de la generación renovable verificar utilizando flujos más exactos en el modelo eléctrico de la PELP, en específico, que facilite tensiones cercanas a las nominales, lo que facilita que se modele con mayor exactitud la componente de corriente constante que hay en generación con inversores (lo que afectara las pérdidas y los flujos por las líneas). Sin embargo, la gran mayoría de software de simulación, incluso Plexos, utiliza flujos DC-linealizado para planificación [17], por lo que la verificación se haría aparte, como en la PET.

Por otra parte, el MIP gap de la solución a un problema DC-linealizado es solo del problema aproximado y no del problema exacto original: “From the optimization perspective, the DCTEP is approximating the feasible region of ACTEP, and therefore, it provides neither a lower bound nor an upper bound for the corresponding ACTEP”. [31]

4.1.2. Modelo de transmisión SOCP

Realizar un modelo alternativo con la incorporación de un modelo de transmisión más detallado

Los problemas TEP exactos tienen dificultades para su optimización: “ It is proven that TEP is a non-deterministic polynomial-time (NP)-hard problem”. [31]

Sin embargo, sus relajaciones pueden ser un alternativa viable:

a convex relaxation of AC-OPF provides a computationally efficient method to: Produce lower bounds on the objective function; Prove infeasibility of a particular instance; Produce a solution that is feasible in the original non-convex problem, thus solving the AC-OPF problem and guaranteeing that the solution is globally optimal. [24] [28]

En [24] se enfoca en resolver el AC-OPF (no problemas de expansión MI). En [26] han demostrado la robustez y eficiencia de su método en casos de estudio públicos de la IEEE; sin embargo, hay sistemas de potencia donde algunos métodos fallan o tardan excesivamente debido a la escala del problema (30.000 nodos o que presentan congestiones).

Históricamente realizar flujos DC tuvo la ventaja de siempre converger, mientras que los flujos AC tenían este problema, sin embargo se ha avanzado bastante en esta materia, permitiendo realizar AC-OPF utilizando relajaciones convexas que permiten tener resultados óptimos globales y a la vez factibles, por lo cual los flujos DC ya no poseen esta desventaja. [26][27] [28]. Las referencias anteriores también muestran que es posible realizar un AC-OPF en casos con gran cantidad de nodos (30,000) empleando hardware de alta gama. La referencia [26] en particular muestra que el gap y los tiempos de resolución tienden a aumentar cuando hay congestiones. De manera similar a como los flujos DC tienen mayor error cuando hay congestiones.

Relajando el problema exacto, aun más que un QP, la relajación *semidefinite programming* (SDP³⁴) ha demostrado tener buena exactitud, mientras que una relajación cónica de segundo orden (SOC) puede más eficiente pero infactible [31]. La cónicas de segundo orden son relajaciones convexas, por lo que esto sería contrario a la cita anterior de que una relajación convexa, cualquiera sea, puede tener soluciones siempre factibles (por lo que puede que se refiera solo a las SDP mejoradas que propone). En [31] también se indica que la relajación SOC puede servir para tener un *lower bound*³⁵, pero no para tener un óptimo global como indica la referencia [28].

Además, existen algoritmos state of the art capaz de resolver globalmente y eficientemente el AC-OPF, pero no todas las relajaciones son compatibles con los problemas entero mixtos [31], por lo que en [31] se toma las relajaciones consideradas más eficientes y compatibles, formulando así un TEP como un MISOCP (en el

³⁴En [28] se proponen formas de mejorar sus tiempos de resolución y tener mejores soluciones, robustas para cualquier SEP.

³⁵límite inferior de la función objetivo.

cual se basa esta memoria y se expande la formulación para considerar cooptimizar generación). Se menciona que el algoritmo desarrollado para resolver problemas del tipo TEP es más eficiente que utilizar solvers globales como SCIP³⁶ o Couenne, que se indica son solvers para problemas generales no acondicionados para SEP: estos no convergen, incluso en un computador de alto rendimiento (HPC).

El problema de optimizar con relajaciones es que tiene formulaciones bastante extensas, por lo que a continuación se explica lo desarrollado en [31] de manera simple. En general se resuelve un problema de optimización del cual se asegure tener un límite inferior de la función objetivo y otro más detallado y exacto para tener el límite superior de la función objetivo (similar al gap en la descomposición de benders), iterando para reducir la diferencia (gap) en un problema no lineal convexo. Se trata de expresar el problema original con un problema equivalente convexo (relajación) que cuente con límites inferiores y superiores (bounds) que representen el problema original. Mientras más ajustados sean estos bounds (bound tightening), más exactitud tendrá el problema convexo equivalente (relajación) con respecto a las funciones originales (asegura la factibilidad de la solución: relajaciones poco ajustadas pueden tener resultados infactibles [31]). Además, se puede mejorar los tiempos de resolución y el bound tightening de las funciones no convexas disminuyendo el dominio de las variables de decisión en base a formulaciones que quitan valores no factibles: por ejemplo poner cotas de los ángulos más pequeñas que $\frac{\pm\pi}{2}$ en base a estimaciones algebraicas.

Esta referencia plantea que simplificar la transmisión AC (exacta) a un modelo relajado como SOCP con tal de incorporar eficientemente variables enteras de expansión. La solución de este problema de planificación se considera como lower bound. El upper bound, por otra parte, corresponde a la solución de realizar un AC-OPF en una segunda optimización empleando las variables enteras o binarias de expansión del lower bound anterior, y obtiene un óptimo empleando un modelo de transmisión exacto y factible para el óptimo local del problema relajado.

La referencia [31] agrega un algoritmo que retroalimenta iterativamente al solver: los algoritmos que agrega son 2 tipos de bound tightening, un método propuesto denominado como Feasibility Bounds Bound Tightening (FBBT) y un método que se extrajo de otras referencias que se indica mejoraron, *enhanced* Optimal Bounds Bounds Tightening (OBBT), ambos usados para reducir el dominio de las variables de decisión (cotas inferiores y superiores). Obs.: No se comprueba que OBBT agilice la resolución efectivamente (como comenta la referencia), incluso las ralentiza. Se comenta además que OBBT requiere threads en paralelo, que caso contrario el método OBBT podría ralentizar la simulación dado que se computa en serie.

Basándose en esto, en esta memoria se decide no utilizar los métodos OBBT y FBBT, con tal de confiar la resolución en el algoritmo de Gurobi para la optimización del problema MISOCP e independizar los resultados de estos algoritmos de optimización adicionales (que buscan en teoría desarrollarse en aplicaciones concretas donde puedan ser más efectivos que un solver general).

Por otra parte, en vista de webinars que se ha investigado, se agrega que utilizar

³⁶SCIP en tal paper estaba en la versión 7.x., mientras que ahora esta en la 8.1.

solvers distintos (comerciales o código abierto³⁷) puede causar diferencias importante en tiempo y factibilidad de hallar una solución con respecto a otros solvers, lo que efectivamente depende del algoritmo de resolución. Por ejemplo, emplear Gurobi podría volver factible ciertas instancias que CPLEX no podría resolver, y volver infactibles otras que CPLEX si pueda resolver. Esta referencia emplea CPLEX para el problema MISOCP (lower bound) e Ipopt para el upper bound (siendo Ipopt justamente recomendado para el upper bound en [31]), por lo cual existen diferencias importantes no debidas a los métodos OBBT y FBBT sino que debidas al solver utilizado.

Adicionalmente, para formular los flujos, la referencia [31] compara el método SOCP con el método state of the art denominado SDP, señalando que un TEP basado en el método SOCP relajado y ajustado es más escalable y logra un mejor gap (exactitud del modelo). En sus resultados, uno de los sistemas que simula es un sistema de 46 barras correspondiente al SEP sur de Brasil; con un gap de 0,128 % durante 9098[s] sin OBBT, y un gap de 0,045 % en 25780[s] con OBBT, ambos en un HPC. El gap disminuye porque el lower bound aumenta desde 143407\$ a 143525\$: ya que utilizando OBBT y 3 veces el tiempo de computo se tenga una solución más cara: 118,000USD\$ más cara en 4,6h de tiempo adicional de computo. OBBT ajusta los limites de las variables de decisión, lo que además de reducir el dominio de variables de decisión permite también tener una relajación convexa más cercana a la función no lineal (similar a linealizar más cerca del punto de operación), y esto como consecuencia adicional en vista de los resultados causa un lower bound cada vez más alto al iterar varias veces. Se destaca que usar y no usar OBBT llega a un upper bound³⁸ idéntico, es decir, llega a la misma solución exacta.

El método propuesto en [31] también permite identificar inmediatamente si la solución del MISOCP es factible gracias a utilizar un AC-OPF con formulación exacta (sin relajaciones) como upper bound: se puede iterar hasta lograr una solución factible (requiere modificar el dominio en cada iteración, lo cual por ende se desactiva al quitar OBBT y FBBT).

Se destaca por ende que la función objetivo cambia poco al utilizar OBBT y FBBT, y que se puede modelar independientemente con menor o mayor detalle la representación de las tensiones al cuadrado, por lo que simplificar este aspecto también puede agilizar el computo.

Resultados de [31]:

- 46-BUS SOUTH BRAZILIAN SYSTEM
- Gap:0,184 %, t:256 [s], sin OBBT, sin FBBT, computador personal
- Gap: 0,045 % t:25780 [s], con OBBT, con FBBT, HPC

Diferencia: 199,000USD

³⁷Los solvers comerciales suelen ser superiores.

³⁸F.O. minimizada de la formulación exacta del problema.

- Ambas soluciones llegan a un AC-OPF factible de igual costo (aunque no se indica si se seleccionaron iguales candidatas).

En vista de estos resultados, simular con OBBT y FBBT permite reducir la diferencia de las funciones objetivos con respecto al NLP (el AC-OPF exacto que toma las variables enteras del MISOCP, cuya función objetivo se denomina upper bound). Sin embargo aumenta importantemente los tiempos de resolución. Incluso un HPC en sistemas de mayor tamaño triplica su tiempo de computo (9098[s] – > 25780[s] en un TEP de un sistema de 46 nodos, pocos generadores y única demanda). El mismo sistema, sin OBBT y FBBT, utilizando una técnica lambda en vez de McCormick de 6 tramos para la función trilineal (que mejora exactitud de la formulación), el MISOCP y upper bound asociado en un computador personal se completa en 256[s] con una diferencia de 199000USD, con un upper bound idéntico. Observación: coincide solo la función objetivo del upper bound, pero no se mostró si las líneas candidatas seleccionadas eran las mismas.

En base a lo anterior, considero que se puede lograr un resultado cercano al óptimo y factible sin utilizar OBBT y FBBT.

Obs.: En [31] se indica que sería una solución factible dado que [24] demuestra que el AC-OPF así es, pero un webinar de Gurobi bastante reciente indica que la resolución por el método log barrier de Ipopt no necesariamente es así. Por otro lado, [26] utiliza Ipopt y tiene varias publicaciones que asegura logra llegar a un óptimo factible (restricciones se cumplen con exactitud).

Por otra parte en [34] se resuelve un problema MISOCP para optimizar compensaciones en distribución (que es una aplicación distinta pero con similar formulación de los flujos). Indica que la ventaja de los problemas MISOCP es que se pueden resolver usando branch and cut en conjunto a interior-point methods³⁹, por lo que para cada combinación de variables binarias, el SOCP correspondiente (convexo) tendrá una solución global [33], lo cual no es posible para métodos MINLP [32]. En efecto, comprueba que los MINLP solo hallan óptimos locales (a pesar de ser exactos) y el problema MISOCP demostró ser también más rápido.

Obs.: El solver MINLP open source Bonmin⁴⁰ alcanzo un resultado cercano al óptimo global, pero no se indica tiempo que demoro como para comparar.

Con respecto a formular los flujos usando cónicas de segundo orden, se necesita que cada cónica sea una igualdad (y no $\geq$) en el óptimo con tal de que la solución sea un OPF exacto (factible) [35], siendo relajada a $\geq$ para facilitar la optimización al convertir el problema en una SOC. Para ello esta referencia recomienda que exista un coeficiente de pérdidas en la función objetivo lo suficientemente bajo como para no alterar el costo total en la función objetivo, ya que las pérdidas en si no son un costo directamente (el costo real esta asociado a la generación). Considerando que las pérdidas son la diferencia entre la generación y la demanda (en ausencia

³⁹Estos métodos están disponibles en MOSEK junto a Gurobi. Se planteo el problema en MATLAB CVX.

⁴⁰Este solver es exacto solo si se introduce un problema convexo. Si las funciones objetivos y restricción son no lineales, solo se halla resultados heurísticos.

de G_{sh}), y que la demanda es constante, esta referencia propone sacar la demanda y que quede solo $\sum P_{g,i}$ multiplicado por el costo ficticio de pérdidas (arbitrario). Dado que el costo de las pérdidas es ficticio, se asigna un coeficiente tal que sea despreciable con respecto a los costos de generación. En específico propone que sea 200 veces más pequeño que el mayor de los coeficiente de costo de generación c_1 en $c_1 P_{g,i}$ (no considera el coeficiente cuadrático). Como contexto [31] no tiene costos de generación en la función objetivo y, usando lo anterior, minimiza las pérdidas junto al costo de las líneas candidatas a expandir: es un modelo de optimización para el Transmission Expansion Problem (TEP); tampoco tiene expansión de la generación considerado en el problema.

- Dentro de los casos que se desarrolla en esta memoria, además de minimizar las pérdidas y el costo de las líneas candidatas, lo cual es el enfoque usado en [31]; también se aplica realiza la optimización minimizando los costos que tiene Plexos en la función objetivo. Idealmente la presencia de los costos de generación permitiría replicar el efecto que tiene la presencia de $\sum P_{g,i}$ en la función objetivo para forzar la restricción cónica a su mínimo (y se vuelva una igualdad, lo que es el problema exacto), pero esto puede no ser así.
- Independiente de lo anterior, la restricción cónica se puede fortalecer utilizando restricciones que ajustan el modelo, planteadas en [31]. Si la formulación MISOCP se plantea de forma holgada, la solución del problema MISOCP puede no converger o ser infactible su solución en un problema exacto (no poder satisfacer con las líneas candidatas seleccionadas el problema original), recordando que de cualquier forma, lo que verifica la existencia de una solución sera resolver el AC-OPF para las variables binarias candidatas, las cuales aumentan drásticamente los tiempos de resolución y de allí se tenga que relajar los flujos AC como SOC para problemas de planificación de gran escala MISOCP.

En base a los antecedentes anteriores, la formulación que se implementa en la memoria incorpora un modelo de transmisión más exacto que el DC-linealizado y se basa principalmente en las ecuaciones MISOCP encontradas en [31]. Adicionalmente, ya que estas ecuaciones corresponden a un problema solamente de la planificación de expansión de la transmisión, para una sola demanda, sin ESS; se opta por generalizar la formulación con tal de que considere adicionalmente la expansión de la generación, multidemanda para único año, las restricciones del modelo A1 (inercia y despacho minimo para CF), utilizando los despachos hidroeléctricos de embalse en A1 como remplazo equivalente de los embalses y sus restricciones de riego. En la formulación el problema MISOCP no se aplica a las líneas candidatas $\Delta\theta < \Delta\theta_{max}$, $P^2 + Q^2 \leq S^2$, o la suceptancia shunt del modelo pi (solo las existentes se puede incluir para evitar no linealidades), pero si se aplican (excepto la suceptancia de candidatas) en el problema upper bound (ub) que verifica la solución, ya que en el ub las candidatas son ingresadas como si fuesen existentes. En [31] se indica que las líneas candidatas suelen tener una formulación más simple, lo que justifica esta formulación.

Información adicional sobre la formulación MISOCP

Corresponde a plantear los flujos de acuerdo a la formulación de un SOCP, lo cual tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
& \min \quad c^T x \\
& \text{s. a} \\
& \|y_i\|_2 \leq t_i \\
& y_i = A_i x + b_i \\
& t_i = c_i^T x + d_i \\
& i = 1, \dots, m
\end{aligned}$$

Se puede resolver de manera relativamente eficiente, lo que permite su aplicación a gran escala en SEP. Sin embargo, se comenta en [42] que plantear el problema de esta forma a veces tiene tiempos de simulación comparables a los del problema exacto MINLP, lo que se halló en un UC que combinaba la formulación SOCP para los flujos. Sin embargo, en base a lo que se observa en [31], se puede argumentar que esto depende fuertemente del tipo de bound tightening que se aplique, como es el caso del FBBT y el OBBT, o el nivel de detalle de las aproximaciones, como la cantidad de tramos -piecewise lambda-, y la forma de aproximar el arctan, el seno y el coseno, como es el caso de emplear una función trilineal.

Es poco investigado en la literatura combinar la expansión de la generación junto a introducir restricciones de UC, lo que se realizó en [43] (incluye BESS); lo mismo se puede considerar si se agrega la expansión de la transmisión y/o líneas HVDC, lo que sería idealmente necesario investigar para la PELP. En esta sección se plantea por ende realizar la expansión de la generación junto a la transmisión, utilizando las restricciones operacionales simplificadas de A1 y modelando la línea HVDC de forma simplificada como un flujo de transporte; esto con tal de emular la PELP y simplificar el problema.

Las ecuaciones específicas con que se modela los flujos están en [31], donde se comenta demostró eficiencia (puede ser una exageración) y factibilidad, específicamente en un TEP (no considera expansión de generación o ESS).

- El hecho de agregar expansión de generación al TEP en [31] puede ser debatible ya que requeriría profundizar el trasfondo matemático para asegurar que mantenga la eficiencia de un MISOCP (podría resultar un MIQP, lo que puede ser menos eficiente [43]).

- En particular porque en [31], junto a la referencia que utiliza, minimiza en su función objetivo solo las pérdidas (con un factor de penalización) en conjunto al costo binario por inversión en transmisión. Esto se comenta facilita tener una solución de rank-1 y con esto podría facilitar converger a una solución factible al minimizar las pérdidas; esto por ayudar a converger la restricción $u_i u_j \geq R_l^2 + L_l^2$ a la igualdad.

- Por ende, se considera la referencia [43] para dar certeza que se mantiene como MISOCP, lo que facilita reducir tiempos de simulación, ser un problema convexo con óptimo cercano al global, ser escalable y mantener la exactitud.

- Por lo anterior, se remplazare las pérdidas de la función objetivo propuestos en [31] por costos de operación, de inversión en expansión de generación y transmisión, y costo por energía no servida.

- La referencia [43] además parece adecuada si se requiere investigar más sobre planificación utilizando UC y flujos SOCP.

La referencia [31]⁴¹ también analiza la instalación de compensación reactiva shunt en cada balance de energía del sistema como una variable continua de capacidad acotada por $[-50, 50][MVAr]$, esto en conjunto con agregar el costo de esta a la función objetivo, valorado en $3000[\frac{\$}{MVAr}]$, facilitaría converger a una solución factible en caso de hacer falta reactivos; por lo que también se implementa en el modelo B.

- Dado que esta referencia lo presenta como una planificación MISOCP valida, esto motiva a pensar que es posible agregar costos de expansión a la función objetivo que limite variables en los balances de energía y mantenga una formulación MISOCP.

- Mostró un caso donde se reduce en $7,8MUSD$ (5,43 % de la función objetivo sin compensación shunt) instalando $174[MVAr]$ y evitando la construcción de una línea (5 nuevas líneas en vez de 6).

- No considera la suceptancia de las líneas candidatas (solo existentes) lo que reduce exactitud (en especial para líneas largas).

- Esto se atribuyo a que, en caso de implementarse, incluiría términos $V_i^2 \frac{C_{eq}}{2} \cdot x_{cand,bin}$, donde el termino cuadrático en el modelo SOCP se remplaza por la variable u_i , sin embargo, el producto por la variable binaria agrega una no linealidad que el modelo MISOCP evita, por lo que dejaría de ser convexo y de resolverse eficientemente.

- A pesar de no considerar la suceptancias de las líneas candidatas, se comprueba la factibilidad de la solución al resolver el problema exacto.

A modo de entender el impacto de no considerar suceptancia en líneas candidatas, a continuación se obtiene la distribución de las suceptancias en el caso del IEEE 46-Bus⁴² para identificar que la magnitud de la suceptancia en una línea típica (en cada nodo) por lo general es menor a $0,0023p.u.$. Por esto, estimando tensión entorno a $1p.u.$ (adecuado), implica compensar $0,23[MVAr]$ en cada nodo, lo que parece despreciable, pero se podría investigar si puede tener importancia (similar a no localizar pérdidas). Para el caso del IEEE 46-Bus, este muestra tener menor suceptancia a mayor capacidad de flujo, y que las líneas de mayor potencia aparente suelen tener baja suceptancia, por lo que las de menor tensión tienen mayor relevancia en balances de reactivos en este caso. En los gráficos de error para flujos DC en [17], el error no es el mismo para todo nivel de tensión. Se suele considerar que líneas cortas (menor a 100-150[km]) tienen bajo error si no se considera la parte capacitiva;

⁴¹Tiene un miembro de la IEEE entre sus autores.

⁴²Modelo de la IEEE para el sur de Brasil.

por lo que es destacable que estas sean las que aportan mayor cantidad de reactivos al sistema (al menos en el caso IEEE analizado, en torno a $0,23[MVAr]$ cada una). Lo anterior depende además del largo de las líneas. Estos resultados no consideran la suceptancia y pérdidas en vacío de los transformadores. A continuación gráficas para identificar suceptancias del caso IEEE 46-Bus:

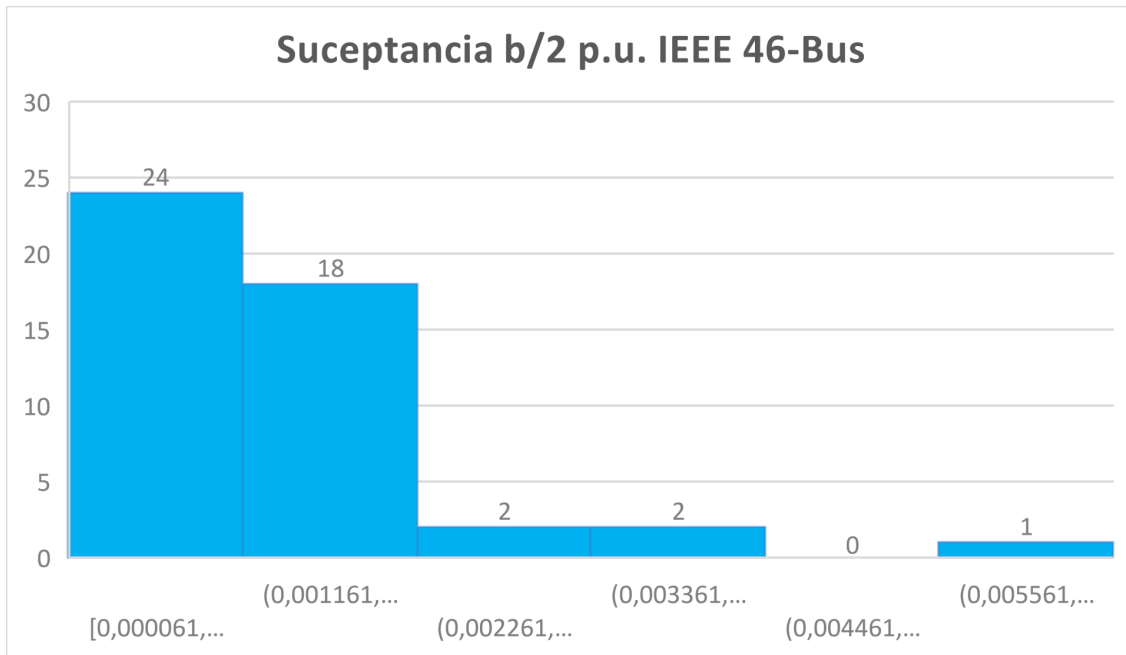


Figura 52: Distribución de la suceptancia $b/2$ de líneas existentes en el caso IEEE 46-Bus. Elaboración propia.

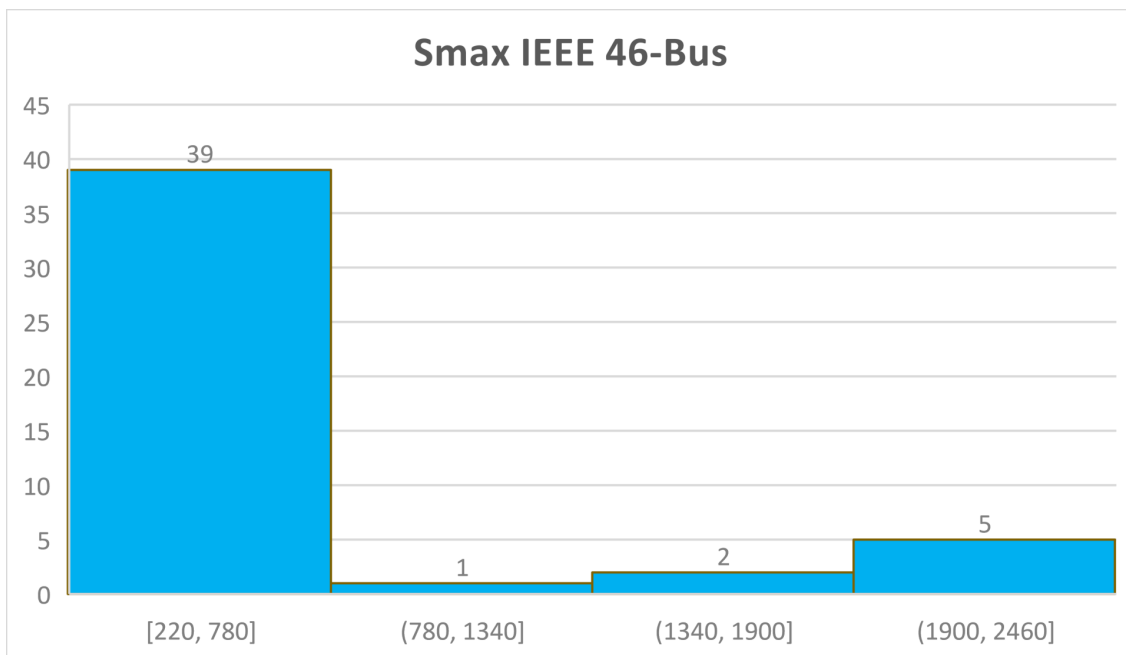


Figura 53: Potencia aparente de las líneas existentes en el caso IEEE 46-Bus. Elaboración propia.

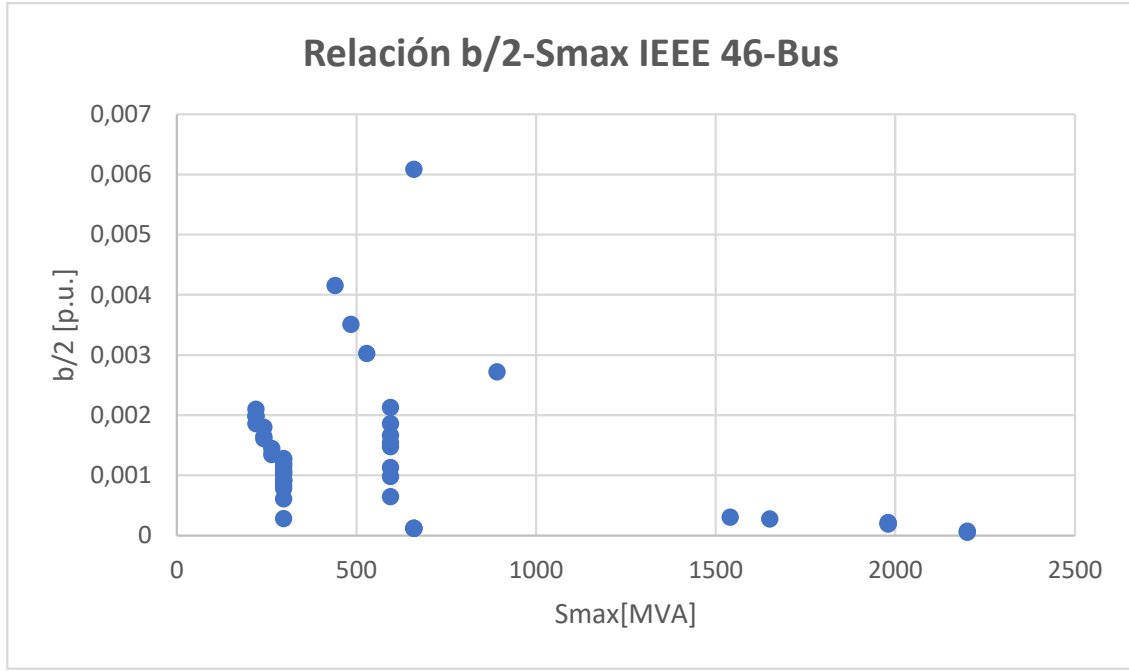


Figura 54: Relación entre la susceptancia $b/2$ de líneas existentes en el caso IEEE 46-Bus con la potencia aparente. Elaboración propia.

Adicionalmente, vale mencionar que la formulación solo instala nuevas líneas candidatas y no realiza refuerzo a las existentes⁴³, por lo que, para aumentar la capacidad de un corredor, la línea en paralelo altera: impedancia, ángulo entre barras y pérdidas por dividir flujos.

4.2. Desarrollo

Como se comenta anteriormente, ya que Plexos no permite realizar una formulación más detallada que flujos DC, se emplea Julia para implementarlos y el código open-source en que se basa [31] para implementar la formulación MISOCP; agregando las restricciones operacionales de A1 y la expansión de generación. En [31] se puede hallar el detalle de las ecuaciones MISOCP.

Para ello, es necesario extraer la información desde el modelo de la PELP desarrollado en Plexos, A1, con tal de cargarla en Julia. Adicionalmente a esto, como se indicó anteriormente, se fija la generación hidroeléctrica de embalse con tal de reducir tiempos de simulación y no se implementa las ESS. Esto también facilita reducir RAM, ya que las simulaciones MISOCP se indica en referencias requieren mayor RAM.

- No implementar las ESS puede causar que se requiera excesivamente mayor expansión de generación, por lo que esta la posibilidad de resultar insuficiente los candidatos de generación que hay.
 - Para ello se realizó una simulación adicional a los modelos descritos a continuación, utilizando la minimización de pérdidas e inversión en líneas en conjunto a reducir la demanda de cada nodo a la mitad. Esto también facilita

⁴³El código del departamento de eléctrica en [5] realiza lo mismo, instala líneas en paralelo.

reducir las congestiones y facilitar la convergencia.

Se simula 3 problemas cuya única diferencia son las funciones objetivos: se formula el problema tanto para minimizar costos de inversión y operación al igual que en Plexos, al igual que, por otra parte, para minimizar las pérdidas y la inversión en líneas (como en [31]), acotando los costos en una restricción por el costo de la solución A1 en Plexos escalada por 2 (con tal de evitar soluciones más caras).

Al modelo resultante se le denomina modelo B (MISOCP Julia).

F.O.:

-Alternativa 1) Minimizar inversión en líneas y pérdidas

$$\min \sum I_l \cdot x_l + C_p \sum P_g \quad (5)$$

-Alternativa 2) Minimizar costos de inversión y operación

$$\min \sum I_l \cdot x_l + \text{costos operación} + \text{inversión en generación y compensación} \quad (6)$$

Variables de inversión en líneas candidatas:

$$x_l = \{0, 1\}; \forall l \in \Omega^{L+} \quad (7)$$

Balances de energía. En estos balances participa la generación fijada y la compensación reactiva:

$$\sum P_{g,i,b} = \sum_{l|s(l)=i} P_{l,b}^S + \sum_{l|r(l)=i} P_{l,b}^R + P_{d,b} + G_i^{sh} \cdot u_{i,b}; \forall i, b \quad (8)$$

$$\sum Q_{g,i,b} + \sum Q_{c,i,b} = \sum_{l|s(l)=i} Q_{l,b}^S + \sum_{l|r(l)=i} Q_{l,b}^R + Q_{d,b} - B_i^{sh} \cdot u_{i,b}; \forall i, b \quad (9)$$

Envío (Source) y recepción (receptor) de potencia activa y reactiva en líneas existentes (conjunto L):

$$P_{l,b}^S = G_l^{SS} u_{i,b} + G_l^{SR} R_{l,b} + B_l^{SR} L_{l,b}; \forall l \in \Omega^L, i = s(l), \forall b \quad (10)$$

$$Q_{l,b}^S = -B_l^{SS} u_{i,b} - B_l^{SR} R_{l,b} + G_l^{SR} L_{l,b}; \forall l \in \Omega^L, i = s(l), \forall b \quad (11)$$

$$P_{l,b}^R = G_l^{RR}u_{j,b} + G_l^{RS}R_{l,b} - B_l^{RS}L_{l,b}; \forall l \in \Omega^L, j = r(l), \forall b \quad (12)$$

$$Q_{l,b}^R = -B_l^{RR}u_{j,b} - B_l^{RS}R_{l,b} - G_l^{RS}L_{l,b}; \forall l \in \Omega^L, j = r(l), \forall b \quad (13)$$

Envío (Source) y recepción (receptor) de potencia activa y reactiva en líneas candidatas (conjunto L+):

$$|P_{l,b}^S - (G_l^{SS}u_{i,b} + G_l^{SR}R_{l,b} + B_l^{SR}L_{l,b})| \leq (1 - x_l) \cdot M; \forall l \in \Omega^{L+}, i = s(l), \forall b \quad (14)$$

$$|P_{l,b}^S| \leq S_l^{max} \cdot x_l; \forall l \in \Omega^{L+}, \forall b \quad (15)$$

$$|Q_{l,b}^S - (-B_l^{SS}u_{i,b} - B_l^{SR}R_{l,b} + G_l^{SR}L_{l,b})| \leq (1 - x_l) \cdot M; \forall l \in \Omega^{L+}, i = s(l), \forall b \quad (16)$$

$$|Q_{l,b}^S| \leq S_l^{max} \cdot x_l; \forall l \in \Omega^{L+}, \forall b \quad (17)$$

$$|P_{l,b}^R - (G_l^{RR}u_{i,b} + G_l^{RS}R_{l,b} - B_l^{RS}L_{l,b})| \leq (1 - x_l) \cdot M; \forall l \in \Omega^{L+}, j = r(l), \forall b \quad (18)$$

$$|P_{l,b}^R| \leq S_l^{max} \cdot x_l; \forall l \in \Omega^{L+}, \forall b \quad (19)$$

$$|Q_{l,b}^R - (-B_l^{RR}u_{i,b} - B_l^{RS}R_{l,b} - G_l^{RS}L_{l,b})| \leq (1 - x_l) \cdot M; \forall l \in \Omega^{L+}, j = r(l), \forall b \quad (20)$$

$$|Q_{l,b}^R| \leq S_l^{max} \cdot x_l; \forall l \in \Omega^{L+}, \forall b \quad (21)$$

$$(P_{l,b}^S)^2 + (Q_{l,b}^S)^2 \leq (S_l^{max})^2; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, i = s(l), \forall b \quad (22)$$

$$(P_{l,b}^R)^2 + (Q_{l,b}^R)^2 \leq (S_l^{max})^2; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, i = s(l), \forall b \quad (23)$$

Generación:

$$P_{g,i,b}^{min}uc_{g,i,b} \leq P_{g,i,b} \leq P_{g,i,b}^{max}uc_{g,i,b}; \forall g \in \Omega^G, i, b \quad (24)$$

$$Q_{g,i,b}^{min}uc_{g,i,b} \leq Q_{g,i,b} \leq Q_{g,i,b}^{max}uc_{g,i,b}; \forall g \in \Omega^G, i, b \quad (25)$$

En el caso de generación fija, solo se considera su aporte de reactivos como optimizable, fijándose los limites que se hallarían para el total de la capacidad, esto es suponiendo que pueden aportar reactivos con despacho nulo.

Generación candidata:

$$P_{g,i,b}^{min} uc_{g,i,b} \leq P_{g,i,b} \leq P_{g,i,b}^{max} uc_{g,i,b}; \forall g \in \Omega^{G+}, i, b \quad (26)$$

$$Q_{g,i,b}^{min} uc_{g,i,b} \leq Q_{g,i,b} \leq Q_{g,i,b}^{max} uc_{g,i,b}; \forall g \in \Omega^{G+}, i, b \quad (27)$$

UC generación existente y candidata:

$$0 \leq uc_{g,i,b} \leq 1; \forall g \in \Omega^G, i, b \quad (28)$$

$$0 \leq uc_{g,i,b} \leq \text{MaxUnits}_g; \forall g \in \Omega^{G+}, i, b, \text{MaxUnits}_g \in \mathbb{I} \geq 0 \quad (29)$$

Variable sustituta de la tensión cuadrática de cada nodo:

$$(V_{i,b}^{min})^2 \leq u_{i,b} \leq (V_{i,b}^{max})^2; \forall i, b \quad (30)$$

Variables sustitutas de producto de tensiones con seno y coseno: es un mayor igual que origina la cónica de segundo orden que debe converger a igualdad para que el problema sea exacto:

$$u_{i,b} u_{j,b} \geq (R_{l,b})^2 + (L_{l,b})^2; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, i = s(l), j = r(l), \forall b \quad (31)$$

Matriz de admitancia de cada línea ó transformador:

$$Y_l = \begin{bmatrix} Y_l^{SS} & Y_l^{SR} \\ Y_l^{RS} & Y_l^{RR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tau_{l,i}^2 (y_l + y_l^{shunt}) & -\tilde{\tau}_{l,i}^* \cdot \tilde{\tau}_{l,j} \cdot y_l \\ -\tilde{\tau}_{l,i}^* \cdot \tilde{\tau}_{l,j} \cdot y_l & \tau_{l,i}^2 (y_l + y_l^{shunt}) \end{bmatrix} \quad (32)$$

Lo cual hace uso de la admitancia serie de la línea y el fasor que hay entre lados del transformador en caso de incluir taps o desfase:

$$y_l = g_l + jb_l \quad (33)$$

$$\tilde{\tau}_{l,i} = \tau_{l,i} e^{j\phi_{l,i}} \quad (34)$$

Sin embargo, en las simulaciones no se utilizan desfasadores o taps. Adicionalmente, no se considera la suceptancia y pérdidas shunt de los transformadores, o la resistencia shunt de las líneas.

Las ecuaciones anteriores son del problemas relajado, el cual requiere volverse más exacto para hallar soluciones factibles. Para ello se realiza el “Tightening” (estrechar) de las restricciones relajadas:

$$V_i^{min} \leq V_{i,b} \leq V_{i,b}^{min}, \forall i, b \quad (35)$$

$$\theta_{i,b}^{min} \leq \theta_{i,b} \leq \theta_{i,b}^{max}, \forall i, b \quad (36)$$

$$\theta_{ref,b} = 0, \forall b \quad (37)$$

$$\theta_{l,b} = \theta_{i,b} - \theta_{j,b}; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, i = s(l), j = r(l), \forall b \quad (38)$$

$$\theta_{l,b}^{min} \leq \theta_{l,b} \leq \theta_{l,b}^{max}; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, i = s(l), j = r(l), \forall b \quad (39)$$

Tightening de seno y coseno:

$$\theta_l^M = \max(\theta_l^{min}, \theta_l^{max}), \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\} \quad (40)$$

$$CR_{l,b} \leq 1 - \frac{1 - \cos\theta_l^M}{(\theta_l^M)^2} \theta_{l,b}^2; \forall l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, \forall b \quad (41)$$

$$CR_{l,b} \geq \frac{\cos\theta_l^{max} - \cos\theta_l^{min}}{\theta_l^{max} - \theta_l^{min}} (\theta_{l,b} - \theta_l^{max}) + \cos\theta_l^{max}; l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, \forall b \quad (42)$$

$$SR_{l,b} \leq \cos\left(\frac{\theta_l^M}{2}\right) \cdot (\theta_{l,b} - \frac{\theta_l^M}{2}) + \sin\left(\frac{\theta_l^M}{2}\right); l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, \forall b \quad (43)$$

$$SR_{l,b} \geq \cos\left(\frac{\theta_l^M}{2}\right) \cdot (\theta_{l,b} + \frac{\theta_l^M}{2}) - \sin\left(\frac{\theta_l^M}{2}\right); l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, \forall b \quad (44)$$

Tightening usando técnica lambda para obtener hull convexo de una función trilineal:

$$\lambda_{k,l,b} \geq 0; l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, k = 1, \dots, 8, \forall b \quad (45)$$

$$\sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} = 1; l \in \{\Omega^L, \Omega^{L+}\}, k = 1, \dots, 8, \forall b \quad (46)$$

$$V_{i,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \xi_k^{V_i}; l \in \{\Omega^L\}, i = s(l) \forall b \quad (47)$$

$$V_{j,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \xi_k^{V_j}; l \in \{\Omega^L\}, j = r(l) \forall b \quad (48)$$

$$CR_{l,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \xi_k^{CR_l}; l \in \{\Omega^L\}, \forall b \quad (49)$$

$$SR_{l,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \xi_k^{SR_l}; l \in \{\Omega^L\}, \forall b \quad (50)$$

$$R_{l,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \phi_R(\xi_k^R); l \in \{\Omega^L\}, \forall b \quad (51)$$

$$L_{l,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \phi_R(\xi_k^R); l \in \{\Omega^L\}, \forall b \quad (52)$$

$$\left| V_{i,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b}(\xi_k^{V_i}) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, i = s(l), \forall b \quad (53)$$

$$\left| V_{j,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b}(\xi_k^{V_j}) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, j = r(l), \forall b \quad (54)$$

$$\left| CR_{l,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b}(\xi_k^{CR_l}) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (55)$$

$$\left| SR_{l,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b}(\xi_k^{SR_l}) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (56)$$

$$\left| R_{l,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \cdot \phi_R(\xi_k^R) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (57)$$

$$\left| L_{l,b} - \sum_{\forall k} \lambda_{k,l,b} \cdot \phi_R(\xi_k^L) \right| \leq (1 - x_l) \cdot M; l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (58)$$

Recursive piecewise Mc-Cormick aplicado a la función trilineal, modelado como una generalización disjuntiva:

$$\left\{ \begin{array}{l} z_{j,k} \in \{0, 1\} \\ w_{i,j,b} \geq x_{i,b} x_{j,k}^{min} + x_i^{min} x_j - x_i^{min} x_{j,k}^{min} \\ w_{i,j,b} \geq x_{i,b} x_{j,k}^{max} + x_i^{max} x_j - x_i^{max} x_{j,k}^{max} \\ w_{i,j,b} \leq x_{i,b} x_{j,k}^{min} + x_i^{max} x_j - x_i^{max} x_{j,k}^{min} \\ w_{i,j,b} \leq x_{i,b} x_{j,k}^{max} + x_i^{min} x_j - x_i^{min} x_{j,k}^{max} \\ x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max} \\ x_{j,k}^{min} = x_j^{min} + (x_j^{max} - x_j^{min}) \cdot (k - 1)/K \\ x_{j,k}^{max} = x_j^{min} + (x_j^{max} - x_j^{min}) \cdot (k)/K \end{array} \right. \forall b, k = 1, \dots, K \quad (59)$$

Termino bilineal en la restricción anterior:

$$w_{i,j,b} = x_{i,b} x_{j,b} \quad (60)$$

Piecewise de la función cuadrática para la restricción Mc-Cormick:

$$\lambda_{k,i,b} \geq 0; \forall i, b, k = 1, 2, 3 \quad (61)$$

$$\sum_{\forall k} \lambda_{k,i,b} = 1; \forall i, b, k = 1, 2, 3 \quad (62)$$

$$z_{i,b,1}, z_{i,b,2} \in \{0, 1\}; \forall i, b \quad (63)$$

$$z_{i,b,1} + z_{i,b,2} = 1; \forall i, b \quad (64)$$

$$z_{i,b,1} \geq \lambda_{1,i,b}, z_{i,b,2} \geq \lambda_{3,i,b}, z_{i,b,1} + z_{i,b,2} \geq \lambda_{2,i,b} \forall i, b \quad (65)$$

$$V_{i,b} = \sum_{\forall k} \lambda_{k,i,b} V_{k,i,b}; \forall i, b \quad (66)$$

$$V_{i,b}^2 \leq u_{i,b} \leq \sum_{\forall k} \lambda_{k,i,b} V_{k,i,b}^2; \forall i, b \quad (67)$$

$$z_{i,1,b} x_{i,1,b} + z_{i,2,b} x_{i,2,b} \leq x_{i,b} \leq z_{i,1,b} x_{i,2,b} + z_{i,2,b} x_{i,3,b} \forall i, b \quad (68)$$

Fortalecimiento de la relajación de restricciones cíclicas: tiene relación con que la suma de los desfases angulares en un grafo de la red sume cero, y hacer cumplir de forma relajada $\theta_{l,b} = \arctan(L_{l,b}/R_{l,b})$, lo que permite la factibilidad de los flujos. El número de barras menos el número de ramas en la red menos 1 corresponde al -cycle basis-. Las restricciones hacen distinción de líneas candidatas y líneas existentes, dado que no se puede forzar estas restricciones en líneas candidatas por igual:

$$\tan(\theta_{l,b}^{min}) \cdot R_{l,b} \leq L_{l,b} \leq \tan(\theta_{l,b}^{max}) \cdot R_{l,b}; \forall l \in \{\Omega^L\}, \forall b \quad (69)$$

$$L_{l,b} \leq \tan(\theta_l^{max}) \cdot R_{l,b} + (1 - x_l) \cdot M; \forall l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (70)$$

$$L_{l,b} \geq \tan(\theta_l^{min}) \cdot R_{l,b} + (x_l - 1) \cdot M; \forall l \in \{\Omega^{L+}\}, \forall b \quad (71)$$

$$\sum_{l \in L:c} \theta_{l,b} = 0; \forall c \in \text{Cycle Basis of } \Omega^L \quad (72)$$

$$\theta_{l,b} \geq \alpha_n^u R_{l,b} + \beta_n^u L_{l,b} + \gamma_n^u; \forall l \in \{\Omega^L\}, \forall b, n = 1, 2 \quad (73)$$

$$\theta_{l,b} \leq \alpha_n^o R_{l,b} + \beta_n^o L_{l,b} + \gamma_n^o; \forall l \in \{\Omega^L\}, \forall b, n = 1, 2 \quad (74)$$

Restricciones operacionales de A1. Se incluye en estas los aportes por generación de embalse fijada, pero no se consideran ESS como estaba originalmente (igual a su carga o generación).

Inercia ex SIC:

$$\sum_{\forall g} u_{g,i,b} \cdot I_g \geq 35000; \forall b, g \in \Omega^{G,SIC} \quad (75)$$

Inercia ex SING:

$$\sum_{\forall g} u_{g,i,b} \cdot I_g \geq 8000; \forall b, g \in \Omega^{G,SING} \quad (76)$$

Mínimo despacho centrales de CF:

$$\sum_{\forall g} P_{g,i,b} \geq 1500; \forall b, g \in \Omega^{G,CF} \quad (77)$$

Capacidad instalada mayor a la demanda máxima:

$$\sum_g P_g^{max} \cdot (1 - FOR_g) \cdot (Units_g + UnitsBuild_g); \geq MargenCapacidad \cdot P_d^{max} \forall g \quad (78)$$

El margen de capacidad teórico que la CNE considera tiene un piso de 10 %, el cual utiliza para realizar pagos de capacidad (junto a otros indicadores de suficiencia). En Plexos, la b.d. no contempla simular estos indicadores (LOLP por ejemplo), tampoco contempla el margen sobre la capacidad. La b.d. (y el modelo A1) solo utiliza para ello la restricción de inercia y de potencia mínima generada por centrales de control de frecuencia.

4.2.1. Modelo extraído de Plexos

A continuación se detalla aspectos del modelo de la PELP que fue realizado en Plexos para esta sección. El resto de las subsecciones son con respecto al modelo desarrollado en Julia con un modelo de transmisión más detallado.

Como se comentaba, este modelo desarrollado en Plexos de esta sección es denominado A1 ya que también se identificó diferencias por simplificar las restricciones operacionales de reserva secundaria dinámica y rampas, lo que ayuda a comparar las funciones objetivos, los tiempos de simulación para hacer una evaluación integral de la robustez que implementar un modelo de transmisión más detallado implica, junto a sus sacrificios.

ESS

Se utiliza las mismas tecnologías y candidatos que las empleadas en el Diagnostico 2022 de la PET, asumiendo que estas tienden a coincidir con las de mayor importancia halladas en la PELP. Estas son:

Tabla 22: Tecnologías consideradas en la simulación, tanto en Plexos como posteriormente en Julia.

Tecnologías	
Consideradas	No consideradas
Bombeo 18h	Bombeo 6h
CSP 9-13h	CSP 6h
Bess CRF	ACAES 4-12h
Carnot 4-12h	
Baterías 2-4-6-8h	

Tabla 23: Candidatos de almacenamiento considerados, contenidos en la b.d. Diagnostico PET 2022 (MW y MWh son en por unidad).

Candidato	Tecnología	Nodo	Región	Max. Units	MW	MWh	Ef. Carga	Ef. Descarga	Min. SoC	Max. SoC	Vida Econ.	Vida Tecn.
Bess1	BESS 15m	Kimal 220 Opt	Antofagasta	8	100	750	95	95	40	60	10	15
Bess2	BESS 15m	Polpaico 500 Opt	Metropolitana	8	50	375	95	95	40	60	10	15
Bombeco01	PHES 24h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	1	100	72000	75	100	0	100	25	40
Bombeco02	PHES 24h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	1	100	72000	75	100	0	100	25	40
Bombeco03	PHES 24h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	1	200	144000	75	100	0	100	25	40
Bombeco04	PHES 24h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	1	200	144000	75	100	0	100	25	40
Bombeco05	PHES 24h	Nueva Cardones 500 Opt	Atacama	1	200	144000	75	100	0	100	25	40
Bombeco06	PHES 24h	Nueva Maitencillo 500 Opt	Atacama	1	200	144000	75	100	0	100	25	40
Bombeco07	PHES 24h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	1	300	216000	75	100	0	100	25	40
Bombeco08	PHES 24h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	1	300	216000	75	100	0	100	25	40
Bombeco09	PHES 24h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	1	300	216000	75	100	0	100	25	40
Bombeco10	PHES 24h	Nueva Charrua 500 Opt	Biobío	1	300	216000	75	100	0	100	25	40
Bombeco11	PHES 24h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	1	400	288000	75	100	0	100	25	40
Bombeco12	PHES 24h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	1	400	288000	75	100	0	100	25	40
Bateria Andes IIB	BESS 2h	Nueva Zaldivar 220 Opt	Antofagasta		112	16800	95	100	0	100		
Bateria02	BESS 4h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	2	100	12000	95	100	0	100	10	15
Bateria03	BESS 6h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	2	100	18000	95	100	0	100	10	15
Bateria04	BESS 2h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	2	200	12000	95	100	0	100	10	15
Bateria05	BESS 4h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	2	200	24000	95	100	0	100	10	15
Bateria06	BESS 6h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	2	200	36000	95	100	0	100	10	15
Bateria07	BESS 8h	Polpaico 500 Opt	Metropolitana	2	200	48000	95	100	0	100	10	15
Bateria08	BESS 4h	Kimal 220 Opt	Antofagasta	2	300	36000	95	100	0	100	10	15
Bateria09	BESS 6h	Nueva Pozo Almonte 220 Opt	Tarapacá	2	300	54000	95	100	0	100	10	15
Bateria10	BESS 8h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	2	300	72000	95	100	0	100	10	15
Bat1_ANG I	B.Carnot 12h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	1 exc.	239	239000	95	36	5	100	25	35
Bat1.COCHRANE 1	B.Carnot 12h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	1 exc.	226	226000	95	36	5	100	25	35
Bat2_ANG I	B.Carnot 4h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	1 exc.	239	79667	95	36	5	100	25	35
Bat2.COCHRANE 1	B.Carnot 4h	Los Changos 220 Opt	Antofagasta	1 exc.	226	75333	95	36	5	100	25	35

Exc.: Bat1 y Bat2 son mutuamente excluyentes para la misma central.

Se observa que la b.d. tiene MWh distinto a lo que se podría esperar, lo que se puede suponer es un equivalente mensual de la energía almacenada, dado que la demanda extrapola un día a cada día del mes. Comprobando, al dividir la energía por la potencia y la duración, se tiene que la energía fue amplificado por un factor de 30, mientras que Andes 2 y las baterías de Carnot fueron amplificadas por 75 y 83.333 respectivamente. El factor de 30 coincide con hacer la equivalencia de energía mensual, sin embargo, el factor aplicado a Andes 2 y las baterías de Carnot se podría suponer como una manipulación con tal de agregar el valor que considere su capacidad de arbitraje semanal (a pesar de que se considera los 12 días del año típicos acoplados), lo que no es claro.

Otro aspecto es que el escenario C.N. utiliza un factor de almacenamiento -Alto-, haciendo distinción de considerar -Alto+-, lo cual incluye economías por proyectos híbridos. Esto se implementa utilizando el costo de inversión por tecnología de la PELP para escenario C.N., lo cual debe estar en línea con el escenario -Alto- de almacenamiento.

Restricciones operacionales

En la PET 2022 se consideró necesario modificar la metodología de la PELP y cooptimizar nuevamente separando en cierta medida secuencialmente el problema con tal de que sea factible simular con mayor resolución restricciones operacionales de detalle sin aumentar tiempos drásticamente: optimizar y fijar la expansión de la transmisión para luego secuencialmente optimizar considerando el nivel de detalle operacional **necesario** para la seguridad; se observó además que simplificar restricciones operacionales modifica importantemente la solución. Dado que la PET se realizó posterior a la PELP, tomando esto como referencia, se utiliza como simplificación que ayuda a reducir tiempos de simulación en la sección siguiente y se optimiza de forma secuencial fijando la transmisión resultante de un Generation Transmission Storage Expansion Planning (GTSEP) para luego cooptimizar como Generation Storage Expansion Planning (GSEP) usando las restricciones operacionales que la b.d. considera. A estos dos modelos se denominan A1 y A2 respectivamente, como se indica en la metodología, y el modelo A1 fue empleado en la sección siguiente para la implementación de un modelo de transmisión más detallado.

Adicionalmente, surgió la oportunidad de evaluar R.O. de detalle en la simulaciones, dado que ya estaban presentes en la b.d., por lo tanto, se simuló las sobrecargas del modelo A2 sin limitar los flujos, y se observó que efectivamente las sobrecargas cambian en un porcentaje importante.

Con tal de replicar los resultados de la PELP, estrictamente es necesario emplear iguales restricciones operacionales; sin embargo, dado los hallazgos y comentarios observados en la PET 2022 Diagnostico, se utiliza la metodología contenida en la b.d. (p. 12) [36]: solo incluye inercia y despacho mínimo en los resultados del caso A1 (Sin R.O. de detalle con tal de facilitar cooptimizar transmisión), mientras que se incluye las restricciones de reserva más detalladas de CPF y CSF solo en el modelo A2 (Con R.O. de detalle y fijada transmisión).

Esto significa separar la planificación en 2 modelos secuenciales, el primero donde se cooptimiza transmisión solo considera inercia como restricción operacional y variable de encendido lineales, al cual se denomina A1, mientras que el segundo fija la expansión de transmisión seleccionada en el modelo A1 y emplea las restricciones operacionales necesarias para la operación segura del sistema utilizando variables de encendido enteras, modelo al cual se denomina A2:

- A1, Sin R.O. (de detalle): considera inercia mínima linealizada suponiendo una velocidad de respuesta del parque generador y desviaciones de frecuencia mínimas para evitar desconexión automática de carga.
 - Inercia en función del encendido de centrales distintas a eólicas y solares: 35000[s] para la zona central y 8000[s] para la zona del norte (ex SING).
 - Mínimo despacho de centrales con rápida respuesta para CF: 1500[MW].
 - Restricciones de tiempos mínimos que se activan solo secuencialmente en un UC realizado automáticamente por Plexos.
- A2, Con R.O. (de detalle): considera restricciones operacionales de detalle y variables de UC enteras.
 - Inercia mínima acoplada en función de unidades encendidas para CF.
 - Tiempos mínimos de operación y costos de encendido (incluye costos por alto ciclaje).
 - CPF y CSF: ambos considerando rampas de subida y bajada dinámicas, y reservas dinámicas en función del despacho renovable variable al igual que la PELP.

De esta forma, el modelo A1 tiene 43000[s] de inercia, 14 % menor inercia que la PELP, y posee reservas de CPF y CSF que la PET implementa en un despacho mínimo constante de 1500[MW] en vez de como un porcentaje de la generación renovable.

Por otra parte, el modelo A2 tiene un 14 % menor de inercia que la PELP (sin considerar restricción de despacho) e incluye el total de restricciones operacionales, lo que también puede diferenciarse de la PELP.

Obs.: Si bien los coeficientes y constante en estas restricciones son utilizados en la PET, esto no asegura que sea adecuado para un año fuera del horizonte de la PET como el año 2050. Para revisar esto habría que revisar la metodología con que se determino la inercia mínima que requiere el sistema, pero como simplificación no se profundiza.

Dado que A1 considera menor cantidad de restricciones con tal de reducir tiempos de simulación y que cooptimiza transmisión, este sera el caso que se utilizara para realizar el modelo con mayor exactitud en transmisión en la siguiente sección,

realizando la comparación con los resultados de la PELP con tal de validar el modelo. Por ende, si el caso A1 se asemeja a los resultados de la PELP, esto sera un buen indicio para poder extrapolar las conclusiones de la siguiente sección a los de la oficial. Sin embargo, considerando la metodología de la b.d. y las recomendaciones en el informe de Diagnostico PET, el modelo A2 puede ser una cooptimización más robusta del SEN que el modelo A1 (lo que se ve afectado sin embargo por las congestiones).

Por lo anterior, tanto en el modelo A1 como el A2 tendrán desvalorizadas las ESS por desacoplar cooptimización de transmisión y el uso de restricciones operacionales como rampas.

Por otra parte, al igual que la b.d. de la PET 2022 Diagnostico, se considera que se desactiva la construcción de baterías de Carnot para todas las centrales a carbón excepto Angamos I y Cochrane I; lo cual debe coincidir con el sondeo de tecnologías y candidatos, ESS inclusive, que realizo la PELP, al igual que el plan de descarbonización 2035 que considera C.N.

Dado que en el modelo A1 se tienen restricciones de inercia levemente inferior a los de la PELP, esto también desvalorizaría a las ESS en la solución si se optimiza cercano al limite de inercia mínima, mientras que el despacho mínimo de unidades de control de frecuencia las puede favorecer.

Adicionalmente, debido a las diferencias en la demanda, en general los resultados serán difícilmente comparables a los de la PELP. También cabe mencionar que la capacidad instalada en ESS no está publicada en el informe preliminar de la PELP o la IAA 2022, por lo que no se tiene una base de comparación.

Emisiones

Reducir el total de emisiones busca cumplir con la promesa del Acuerdo de París y su NDC (National Determined Contributions). Sin extender este aspecto, se puede suponer que depende del plan de retiro de centrales a carbón determinado por la PELP para cada escenario, uso de combustible esperado por la generación eléctrica (afectado por la optimización) y electrificación de hogares y transporte (lo que esta incluido en la demanda empleada correspondiente al escenario). El cumplimiento de esto la PET lo considera en todos sus escenarios (A,B,C,D,E) acorde a la PELP 2021. Investigando al respecto, el escenario Carbono Neutralidad apunta a una emisión de $851,971[ktCO2_{eq}]$ a nivel país, correspondiendo un presupuesto total de $219,747[ktCO2_{eq}]$ al sector eléctrico para el periodo 2020-2030. (p. 95) [1]. Si se supone una distribución uniforme, esto corresponde a $21,974[ktCO2_{eq}]$ por año. En el informe preliminar de la PELP [1] no indica un presupuesto para el año 2050, por lo que se utiliza la meta para el periodo 2020-2030 como comparación.

Adicionalmente, con tal de aproximar y cumplir esta meta en el modelo, al igual que Ameba, se incluye en el costo operativo el costo del impuesto asociado a las emisiones de cada central. Por otra parte, una restricción que acote el total de emisiones a $219,747[ktCO2_{eq}]$ se considera aumentaría los tiempos al acoplar periodos, por lo que para ello también se calcula las emisiones solo posteriormente.

Calculándolo solo para el caso A1, se obtiene un total de $4304,4[ktCO_{2eq}]$ para el año 2050, lo que muestra ser adecuado para cumplir el acuerdo de emisiones.

4.2.2. Líneas Candidatas

Expansión Transmisión

Solo a partir del año 2030 se considera la posibilidad de desarrollo de proyectos de transmisión con capacidad igual o superior a $1500[MW]$ por alternativa. Antes que eso solo considera ampliación, refuerzos y almacenamiento. (p. 111) [1].

Dado que solo a partir de 2030 existe la posibilidad de nuevos proyectos de transmisión, esto junto a la necesidad de un horizonte de 30 años y que líneas tengan tiempos de construcción que pueden llegar a los 25 años debido a atrasos, estos son motivos para simular el año 2050.

Obs. 2: Al igual que la b.d., no se considera COMA y AEIR asociado a transmisión. Sin embargo, en vista de cifras de el ITD 2020-2023, p. 100, el AVI corresponde al 72 % del total aproximadamente para tramo nacional. Considerar este COMA por transmisión mejoraría la evaluación de candidatos, ya que cobra relevancia mayor para líneas zonales o de subtransmisión, como se observa en el ITD 2020-2023.

Adicionalmente, con tal de optimizar transmisión con distintas candidatas de múltiples dimensiones, sin aumentar drásticamente los tiempos de simulación y sin iterar múltiples veces, y en vista de la gran cantidad de demanda, se realiza simulaciones del modelo con formulación DC A1 Sin limitar los flujos por las líneas con tal de hallar directamente la sobrecarga que permita optimizar la expansión de la generación.

Si bien existe cierta distorsión en las pérdidas por el hecho de que las pérdidas crecen aproximadamente al cuadrado de los flujos de potencia, Plexos define factores de pérdidas marginales acotados a los tramos que se tiene para modelar pérdidas en cada línea (las cuales se configura en este caso en 3-20 para cada sentido), por lo que las pérdidas tienden a saturarse a este factor de pérdidas en el ultimo tramo, reduciendo la distorsión.

Los resultados de este modelo A1 son utilizados en la siguiente sección, ya que en esta se carga directamente la solución de la PELP para reducir estas diferencias y evaluar directamente un solución validada.

Como se indica en los antecedentes de la siguiente sección, se estima que la planificación MISOCP podría tardar aproximadamente desde 10 a incluso más de 200 veces lo que tardaría una planificación MILP (con flujos DC) para un OPF o un TEP, por lo que es necesario emplear baja cantidad de líneas candidatas con tal de no superar las 2-8 horas de simulación con flujos DC (podría escalar hasta 8 o 32 días en MISOCP). Además, se tiene antecedentes que los sistemas congestionados en general toman mayor tiempo en simular, incluso evitando la convergencia, por lo cual se evita realizar simulaciones con un sistema congestionado en primer lugar, por lo que se requiere agregar y fijar una gran cantidad de líneas candidatas. Por ello, se realiza la fijación de líneas previo al caso A1, de esta forma el caso A1 tendrá

igual número de líneas candidatas que el caso B (MISOCP) de la siguiente sección y facilitara la comparación en iguales condiciones.

Por lo anterior, considerando las sobrecargas sin limitar los flujos como referencia de cuanta potencia se requiere transmitir si no se tuviese este limite, se agrega múltiples líneas candidatas hasta alcanzar las sobrecargas observadas en el modelo A2 - Sin limitar y se optimiza utilizando formulación de transporte en todas las líneas candidatas (dado que se requiere un gran número de líneas candidatas para poder cubrir las sobrecargas). Un gran número de líneas candidatas es también necesario por las congestiones observadas. Realizando así la optimización con flujos de transporte con 69 líneas candidatas hasta un 0.5 % de MIP gap, **fijando** preliminarmente las líneas seleccionadas y reduciendo así la cantidad de candidatos para posteriores optimizaciones con mayor detalle.

Cooptimizar inicialmente utilizando flujos de transporte puede generar un error de arrastre, dado que se fija líneas preliminarmente con esta formulación, pero permite simular múltiples líneas sin aumentar tiempos de simulación drásticamente, similar a usar flujos DC previo a realizar flujos no lineales. De esta forma se alcanza un bajo MIP gap.

Con las 17 líneas no seleccionadas se realiza flujos DC nuevamente hasta un 0,5 % de MIP gap para seleccionar líneas preliminarmente. Finalmente, las 9 líneas no seleccionadas que quedan son las que se utilizan para la cooptimización en el caso A1; mientras que en el caso A2 no cooptimiza líneas). Obs.: en este paso se descarta adicionalmente 1 línea HVDC de forma manual solo para reducir el número de estas líneas, dado que requiere tener un modelo más robusto para modelarlas de manera exacta en la siguiente sección, limitándose solo a la línea Kimal-Lo Aguirre (Polpaico).

Para proponer líneas candidatas y evitar las sobrecargas, se utiliza líneas candidatas replicas de las de la b.d. (escalando la impedancia de acuerdo a la distancia si es necesario), exceptuando aquellas que utilicen nuevos corredores⁴⁴ (con tal de usar las sobrecargas de A1-Sin limitar y A2-Sin limitar como referencia para proponer nuevas líneas). Con esto se alcanza finalmente reducir la cantidad de energía no servida a 0 y se reduce los niveles de congestión importantemente, lo cual es un requisito por la PELP para formar un mercado eléctrico común.

Alternativamente, se podría haber propuesto líneas candidatas de transmisión desde los flujos en A1-Sin limitar, pero A1 no considera R.O., por lo que se supone sería mejor imitar A2-Sin limitar por este motivo. La ventaja de esto es que se orienta la transmisión a la necesaria para las restricciones del modelo de A2-Sin limitar, que tiene un bajo gap y considera restricciones operacionales que el modelo A1 no considera; sin embargo, es en el modelo A1 donde se cooptimiza transmisión, por lo que no todas las líneas necesarias para cubrir las sobrecargas serán seleccionadas.

Obs.: Algunos candidatos se remplazan por un equivalente en paralelo que considera costo de expansión proporcional a la potencia, considerando impedancia in-

⁴⁴Es decir, que unan nodos no conectados, lo cual era mayoritariamente realizado por líneas candidatas HVDC de mayor distancia.

versamente proporcional. Sin embargo, esto no considera acople mutuo de las líneas, lo que podría subestimar la diferencia de ángulos para el mismo flujo.

Obs. 2: Al igual que la b.d., no se considera COMA y AEIR asociado a transmisión. Sin embargo, en vista de cifras de el ITD 2020-2023, p. 100, el AVI corresponde al 72 % del total aproximadamente para tramo nacional. Considerar este COMA por transmisión mejoraría la evaluación de candidatos, ya que cobra relevancia mayor para líneas zonales o de subtransmisión, como se observa en el ITD 2020-2023.

En la b.d., como se comento anteriormente, contiene líneas HVDC candidatas; sin embargo, utilizar líneas candidatas HVDC con una formulación detallada de estas con tal de obtener flujos exactos, como se indica en Anexo al comentar la referencia [40], correría el riesgo de que los tiempos de computo aumenten más lo que aumentarían si solo considero líneas AC:

- Aumenta 150 veces para un caso con 588 nodos, incluyendo formulación SOCP adicional para líneas HVDC.

Por ello se emplea las mismas líneas candidatas (y replicas) que el modelo realizado de la PELP (A1), sin considerar líneas candidatas HVDC como simplificación adicional, esto facilita que los flujos sean más exactos.

Como se comento anteriormente, fue necesario fijar una porción de las líneas candidatas como base desde donde optimizar con tal de reducir las congestiones, evitar demanda no servida, y reducir tiempos de simulación. Utilizando flujos DC la simulación A1 (en Plexos) duro en torno a 30 min. para flujos DC-linealizado, lo que se espera sera al menos 100 veces mayor, o incluso más para flujos MISOCP, dado que se agrega expansión de generación y multidemanda. Fijar una porción de las líneas evita que escalen los tiempos debido a las candidatas de transmisión. Como se observo en la sección anterior, las candidatas de transmisión aumentan drásticamente los tiempos de simulación. Fijar líneas previamente sin embargo puede orientar la solución hacia lo que se hallaría con flujos DC y de transporte usados preliminarmente, lo que es una simplificación.

4.2.3. Líneas HVDC

En resumen, solo se modela la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre como una línea con formulación de transporte.

- Las líneas HVDC son más complejas de formular que una línea AC, dado que tiene nodos internos de compensación, nodos para conversión AC-DC, y nodos para flujos radiales o enmallados en corriente continua. También cabe mencionar que la referencia sobre modelo de líneas HVDC [40] y la referencia de un TEP MISOCP [31] no acopla la expansión de la generación, ESS y multidemanda, por lo que se espera tenga un alto riesgo de aumentar varias veces el tiempo de computo (y de RAM).
- Esto puede aumentar el error, dado que mezclaría una formulación SOCP más exacta con 1 línea de transporte. Sin embargo, recordando que las zip loads con componente de corriente en [20] se vuelven casi exactas con SOC, que

mantiene los voltajes cercanos a 1, se puede suponer que se tendrá una buena exactitud para líneas HVDC por este motivo, dado que el error se reduce si las tensiones son cercanas a 1, y facilita además asegurar que la red sera capaz de compensar los reactivos de la líneas HVDC. A lo anterior, se agrega que las líneas HVDC en Plexos y en la PET (modelo de oferta energética) se modelan con una formulación de transporte, por lo cual no se aleja de la practica. Como se indica recientemente, esto asume una fortaleza de la red en los nodos de instalación, idéntico a como se modela la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre (LCC).

En Anexo se deja información con respecto a simular líneas HVDC de manera más exacta.

4.2.4. Generación Hidroeléctrica

El despacho de unidades hídricas se fija menor o igual al hallado en el modelo de la PELP desarrollado en Plexos A1, con tal de realizar un equivalente energético del detalle de los embalses en la b.d. (restricciones de economías de riego, convenios de riego, y el acople serie entre estos) sin tener que programarlo, reduciendo a la vez tiempos de simulación y RAM. Esto puede generar una solución suboptima, pero debido a la baja participación de generación hidroeléctrica en la PELP (8,9 %) y en el modelo A1 (10,3 %) en el año 2050, el error tiene menor impacto.

Obs.: La central de embalse Los Condores es una central en construcción que no se encuentra asociado a caudales, cuyos parámetros en la b.d. considera un generador libre con potencia máxima de 60 % de la potencia instalada, por lo que este generador en particular no requirió ser fijado.

4.2.5. Generación Reactiva

Adicionalmente a las restricciones de mínimos y máximos técnicos, la potencia reactiva mínima y máxima de centrales eólicas y fotovoltaicas se considera de forma simplificada similar a lo expresada en las cartas de operación de la norma NTSyCS 2020, Art 3-9:

Centrales eólicas:

$$-0,31P_{max} \leq Q \leq 0,31P_{max} \quad (79)$$

Centrales fotovoltaicas:

$$-0,31P_{max} \leq Q \leq 0,31P_{max} \quad (80)$$

Mientras que el resto de tecnologías, por simplicidad, se asumirá corresponden a tecnologías que emplean generadores sincrónicos.

Generación sincrónica:

Considerando el Artículo 3-7 de la NTCyS, el diseño de las unidades generadoras sincrónicas deberá considerar un factor de potencia inductivo nominal de 0,92, por

lo que si se supone que el generador se encuentra a P_{max} (la mayoría) e inyectando reactivos a este factor de potencia, entonces podrá generar en esta condición:

$$Q_{max} = \tan(0,4) \cdot P_{max} = 0,425 \cdot P_{max} \quad (81)$$

Con respecto al nivel mínimo la norma no indica (solo solicita diagrama P-Q). Estos suelen tener menor capacidad para consumir reactivos, por lo que se estimara de forma simple como

$$Q_{min} = -0,35 \cdot P_{max}$$

Se considera relevante ser preciso en los Q_{max} , ya que esto permite compensar reactivos de líneas cargadas, mantener los niveles de tensión en norma y con ello favorecer cumplir posteriormente en estudios eléctricos estabilidad de tensión⁴⁵, reducir pérdidas por compensar f.p. de líneas (y reducir congestión), etc. Si fuese demasiado alto sería irrealista ya que en la práctica la generación podría requerir reducir P (diagrama P-Q) y afectar despacho⁴⁶, y si fuese bajo entonces se podría inducir expandir innecesariamente elementos de compensación, generación, o transmisión (que aporta capacitivos en sus nodos por suceptancia y habilita flujos reactivos).

Demanda Reactiva

Debido a que los flujos SOCP incorporan reactivos, consultando la norma, se tiene que los clientes libres y regulados deben tener un f.p. de 0,98 inductivo y 1 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV]. En base a esto y por simplicidad, se considera que la demanda reactiva en cada subestación es 0 para la optimización, considerando que esta sea compensada internamente con tal de mejorar la capacidad de las líneas. (NTSyCS 2020, Art 5-17 y 5-18)

Restricción de tensión

Con respecto a los niveles de tensión, estos se acotaran a 0,97 – 1,03 por unidad para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500[kV], y a 0,95 – 1,05 por unidad para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500[kV]. (NTSyCS 2020, Art 5-19)

4.2.6. Evaluación de la exactitud de los flujos

La referencia [31] y [26] utilizan el gap entre modelos ub y lb para demostrar exactitud de flujos, es decir, que tan cercanos son el Costo total de problema relajado (lb) y del problema exacto (ub). Por ende:

⁴⁵Margen a punto critico y compensación que mantiene niveles de tensión rígidos para distintos flujos de potencia.

⁴⁶Se podría investigar si esto ocurre en pagos por control de tensión o reservas que aumente costo de servicios complementarios, los que estan en aumento.

- Obtener un bajo gap en un TEP utilizando MISOCP como lb por si solo verifica exactitud de los flujos SOCP y la relajación empleada.
 - Considerando que el error en flujos DC-linealizado esta fuertemente influenciado por qué tan cargadas están las líneas, mostrando mayor error si hay más líneas por sobre su potencia SIL, la condición de operación y el consiguiente nivel de cargabilidad sera lo que determine principalmente si el error por usar flujos DC es alto o no.
 - Comparar flujos no sera necesario: [17] y gráficas de esta fuente ya compara flujos con respecto a un AC-OPF para varios sistemas y condiciones.
- Comparar costo total de modelo MISOCP y DC-linealizado de Plexos seria una buena medida para identificar efecto completo por usar flujos DC-linealizado, lo que depende del sistema y sus condiciones particulares de cargabilidad (topología, matriz energética, candidatos).
 - Idealmente habría que realizar un modelo DC-linealizado en Julia, para asegurar que se modele de igual forma ambos modelos (y excluir diferencias por modelar fuera de Plexos), pero ya que el problema MISOCP se observara no logra converger, se decide no realizar estas simulaciones.

4.2.7. Solver

Se utiliza Gurobi 11,0,1 para resolver el MINLP planteado como MISOCP. Hay webinars de Gurobi que indican que es líder en resolver de manera factible y eficiente este tipo de problemas, por lo que utilizar otros solvers podría demorar mayor tiempo en simular o no converger a una solución.

Para resolver el problema exacto, se podría haber utilizado Ipopt MA27 (gratuito), que puede resultar 2-6x más lento y limitado en tamaño de problema que sus versiones más avanzadas (licencia académica o de pago), pero dado que la formulación MISOCP no converge y no hubo solución, se opto por no profundizar la factibilidad de esta con un OPF exacto, por lo que no se requiere este solver.

4.3. Resultados

4.3.1. Modelo extraído de Plexos

Como se comento anteriormente, se realizo propuso candidatos de acuerdo a las sobrecargas halladas en el caso A2-Sin limitar. En esta sección se presentan los resultados para comparar las diferencias causadas por limitar la transmisión a las líneas candidatas definidas, el efecto de incluir restricciones operacionales, y las diferencias entre los resultados del modelo PELP desarrollado, A1, con respecto a los de la oficial, el que es utilizado como referencia para realizar modificaciones al modelo de transmisión en la sección siguiente:

Casos:

- Sin restricciones operacionales - Sin candidatas - Sin limitar transmisión: A1-

Sin limitar

- Con restricciones operacionales - Sin candidatas - Sin limitar transmisión: A2-Sin limitar
- Sin restricciones operacionales - Candidatas definitivas: A1
- Con restricciones operacionales - Sin optimizar Transmisión: A2
- Resultados provenientes del informe preliminar de la PELP 2023-2027 [1]

Con tal de caracterizar las simulaciones, se registra los siguientes resultados:

- Resultados generales
 - Costo total y gap
 - Tiempo de simulación y tamaño del problema
 - Energía no servida
 - Perdidas
- Generación Anual y diaria
- Capacidad instalada por región y tecnología
- Capacidad de Almacenamiento por región y tecnología
- Líneas de transmisión candidatas empleadas (solo A1)
- Cargabilidad de las líneas (Solo A1 y A2)

Se enfoca en estos resultados ya que son estos los que han sido publicados por la PELP, con excepción de la capacidad de almacenamiento por tecnología que no tiene resultados publicados.

Resultados generales

Tabla 24: Resultados generales del modelo PELP de los distintos casos, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Casos	Sin limitar Transmisión				Prelim. Transp.	Prelim. DC	A1	A2
	Sin R.O.		Con R.O.		Sin R.O.	Sin R.O.	Sin R.O.	Con R.O.
L.Cand.					69	17	9	0
Non zeros					2.042.623	1.947.373	1.914.517	4.065.692
V. Enteras					22.239	22.187	22.179	22.170
V. Continuas					956.662	956.662	955.123	949.936
Gap	1.17 %	0.20 %	0.26 %	0.0471 %	0.4845 %	0.4317 %	0.4960 %	0.3538 %
F.O.[10 ¹¹]	1.19603	1.18653	1.26235	1.26141	1.23694	1.18812	1.17421	1.25007
C.T.N.O.[10 ¹¹]					0	0.14148	0.15913	0.15913
Tiempo	0:02:58	0:58:24	0:19:29	4:30:28	26:42:48	6:51:26	0:31:04	0:59:28
E.n.S.[GWh]	0	0	18.36	16.54	0	0	0	0
Perdidas[TWh]		64.35		39.31	41.65	39.97	40.42 (15 %)	26.32 (10 %)

Donde R.O. hace referencia a restricciones operacionales de detalle, E.n.S. a Energía no Servida, L. Cand. son el número de líneas candidatas consideradas, C.T.N.O. es el costo de transmisión no cooptimizado (anualizado), casos Prelim. son aquellos casos preliminares realizados para definir el número de candidatos de transmisión definitivo a emplear en los Casos A1, A2 y los de la siguiente sección; Non zeros son el número de coeficientes distinto de cero en la matriz de coeficientes del problema de optimización, mientras que V. Enteras⁴⁷ y continuas son el número de variables del problema por tipo.

Los costos incluyen la aplicación del factor por End Effects Method en los costos operacionales. La cifra entre paréntesis al lado de las pérdidas es su % con respecto al total de generación.

Como se comenta anteriormente, se prioriza en la simulaciones alcanzar un MIP gap menor a 0,5 %, realizando pruebas para menores MIP gap para investigar el efecto en la función objetivo, los tiempos y la cargabilidad hallada en las líneas. Se observa que los tiempos aumentan rápidamente y de forma errática (no es lineal la mejora del MIPgap). Se observa además que la cargabilidad podía cambiar de forma importante entre soluciones a distinto MIP gap, siendo una diferencia en el MIP gap de 1 % una posible diferencia de hasta 200 % de sobrecarga en ciertas líneas; de igual forma se observa mayor diferencia en la cargabilidad entre casos con R.O. y sin R.O.

Dado que los flujos no se limitan en los escenarios A1-Sin limitar y A2-Sin limitar, se alcanza una cargabilidad exagerada, en especial ya que el problema planteado considera un gran incremento de la demanda al año 2050, escenario C.N., para el cual el sistema reducido del SEN y sus líneas no están diseñadas actualmente:

- Se observa múltiples congestiones y la presencia de E.n.S., lo que se requiere corregir con múltiples líneas candidatas para evitar posteriormente infactibilidad en la sección siguiente; problemas infactibles (sin solución) no tendría resultados que presentar y requería extensos tiempos de simulación.
 - Para facilitar optimizar múltiples líneas candidatas y a la vez alcanzar un MIP gap menor a 0,5 % sin extender los tiempos de simulación más allá de 1 día, como simplificación se utilizó en la primera iteración preliminar formulación de transporte en las líneas candidatas.

En los resultados en la Tabla 24 se destaca que a medida se disminuye el número de candidatos de transmisión el tamaño del problema y el número de sus variables se mantiene similar, mientras que los tiempos de simulación disminuyen rápidamente.

Con respecto al error de arrastre por fijar parte de las líneas candidatas con formulación de transporte:

- Se observa que los costos de transmisión no cooptimizados proveniente por fijar líneas candidatas desde las simulaciones preliminares son: 0,14148[10¹¹\$(11,44 %)] cuando se ingresa 52 líneas candidatas (de alta capacidad) usando una for-

⁴⁷Incluye variables binarias.

mulación de transporte para los flujos, y totalizando $0,15913[10^{11}\$]$ (12,86 %) cuando se cooptimiza con flujos DC sobre las mismas líneas no escogidas. En paréntesis esta el porcentaje con respecto al costo total de la F.O. del caso -Prelim. Transp.-.

- Esta diferencia porcentual en CAPEX en líneas de transmisión es de 1,43 %. Es decir, se invierte un 1,43 % más en líneas cuando se utiliza una formulación DC-linealizada posterior a una de transporte sobre el mismo conjunto de líneas (tiene líneas fijadas, idealmente hay que optimizar el total para comparar de mejor forma). Esto muestra el mayor valor que tienen las líneas cuando se limita los ángulos de las líneas y se simula estas congestiones, lo que favorece su selección.
- Se puede suponer que un sistema con congestiones da mayor valor a las líneas que puedan descongestionarlo que un sistema sin congestiones, que solo lograría reducir las pérdidas. Esto es una observación con respecto a la exactitud de la formulación de líneas de transmisión como transporte, con lo que se fija gran parte de las líneas candidatas a cooptimizar. En caso de que se hubiese cooptimizado el conjunto original de 69 líneas con flujos DC y una línea de estas no hubiese sido seleccionada, el CAPEX en transmisión habría sido menor y la diferencia en CAPEX entre DC-linealizado y flujos de transporte sería menor (aunque esto dependería del ángulo con que se limitan, en este caso 40° como valor típico para estabilidad angular). Por ende, el error por haber fijado las líneas causa una diferencia en CAPEX menor a 1,43 % del costo total del problema sin líneas fijadas cuando no se aplican las R.O.

Capacidad instalada

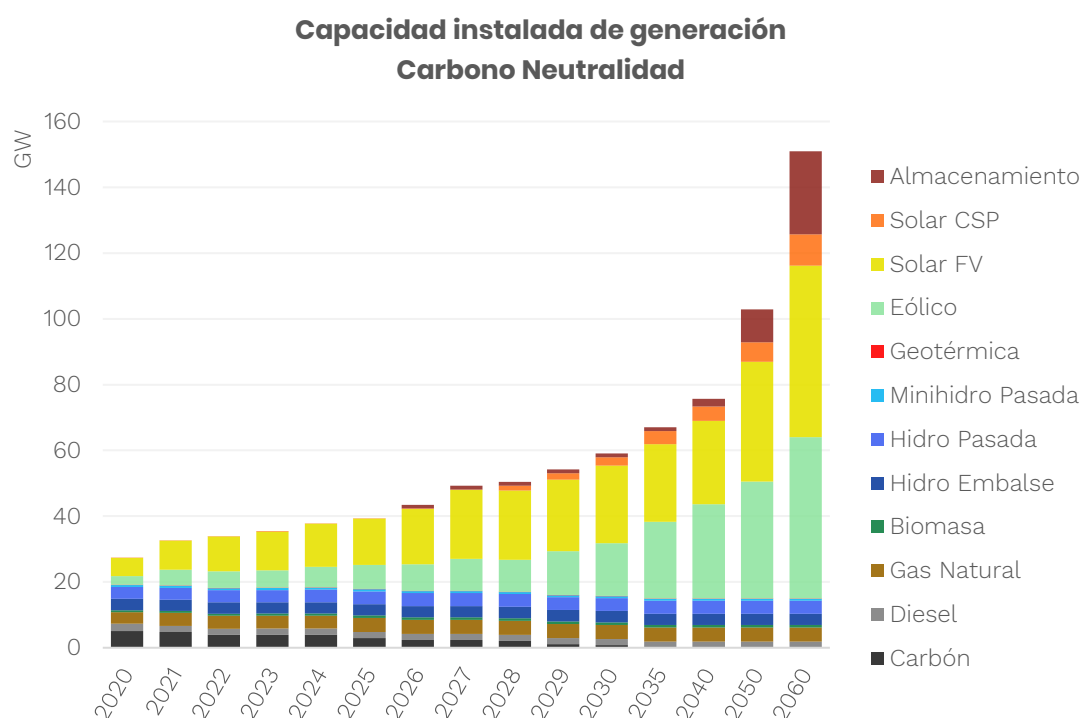


Figura 55: Capacidad instalada proyectada en la PELP para escenario Carbono Neutralidad. Fuente: p. (124) [1]

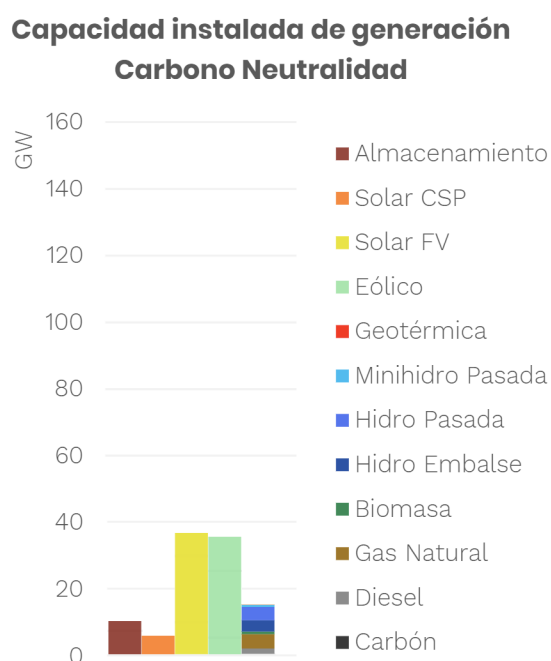


Figura 56: Capacidad instalada proyectada en la PELP para escenario Carbono Neutralidad. Elaborada modificando la gráfica anterior.

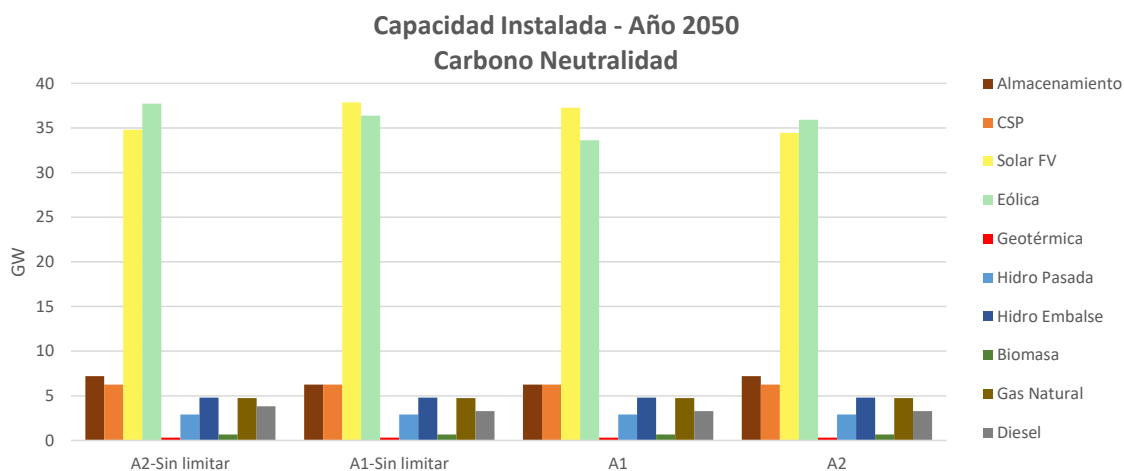


Figura 57: Capacidad instalada por caso para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

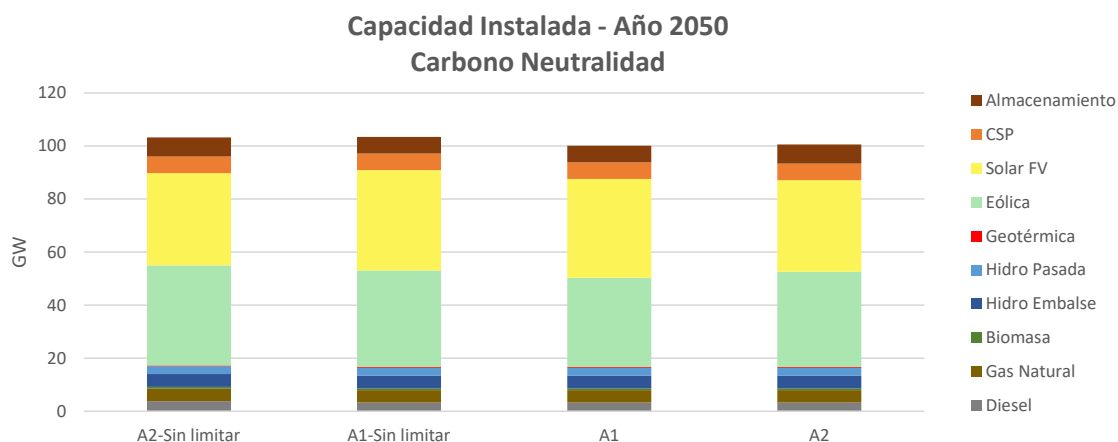


Figura 58: Capacidad instalada apilada por caso para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Tabla 25: Capacidad instalada proyectada en la PELP para escenario Carbono Neutralidad, año 2050. Capacidad PELP se elaboró midiendo la gráfica de la PELP.

Capacidad instalada[GW]								
Caso	Almacenamiento	CSP	Solar	Eólica	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Gas Natural	Diésel
PELP	9.9	5.3	36.5	35.2	4.5	3.2	4.3	1.57
A1	6.3	6.3	37.3	33.6	2.9	4.8	4.7	3.28
Dif	-3.6	1.0	0.8	-1.6	-1.6	1.6	0.4	1.71
Dif%	-36	18	2	-5	-36	50	10	109

Recordando que el caso A1 cooptimiza Gx y Tx al igual que la PELP, y que emplea restricciones operacionales no de detalle (lo que denomino -Sin R.O.-), se puede considerar que los resultados del modelo A1 deben ser cercanos a los de la PELP. Considerando esto:

- Hay una diferencia de 36 % de capacidad instalada en de almacenamiento entre A1 y la PELP. Como se comenta más adelante el almacenamiento tiende a agotarse en A1, pero ya que A2 llega a 7,2[GW], existe un margen en A1 que

no se esta seleccionando y puede deberse a diferencias entre los modelos A1 y la PELP.

- También se puede atribuir a la demanda de H2ESS que no estoy categorizando como ESS sino que solo como demanda. Esta se encuentra entorno a 6[GW] de manera constante, sobrepasando los 3,6[GW] de diferencia entre A1 y la PELP con creces, sin embargo no se descarta.

- Tiene una cantidad cercana de CSP, solar y eólica, las cuales tienen expansión.
- Tiene levemente mayor hidro de pasada (únicas candidatas que tiene modelo A1),
- Se tiene levemente menor hidro de embalse: atribuido completamente a centrales existentes en el modelo, mostrando diferencias en las b.d.
- También tiene levemente menor cantidad de gas natural. Dado que no hay generadores candidatos térmicos (es limitada su expansión), esto se atribuye a la diferencia en existentes y retiro.
- La PELP tiene una capacidad diésel despreciable, mientras que en el caso A1 es semejante al de pasada.

- Dado que se restringe la expansión diésel en el modelo A1 y la PELP C.N., las diferencias son completamente atribuidas a capacidad existente en las b.d.

- Esto no tiene relevancia, ya que en la generación anual se ve que diésel tiene un aporte despreciable. Sin embargo, en la generación diaria demuestra tener leves participaciones de baja magnitud. De igual magnitud tanto con como sin R.O., lo cual es interesante.

- Las tecnologías hidroeléctricas se limita su expansión para C.N. en el modelo, y dado que los únicos candidatos que tiene son de pasada, que no son seleccionados (tanto con como sin R.O.), las diferencias solo pueden estar en la capacidad instalada existente al año 2050 del modelo A1 y posibles candidatos seleccionados en la PELP, cuyo detalle se desconoce.

- Dado que la PELP utiliza una hidrología más seca que A1, probablemente tiene menor tendencia a seleccionar hidroeléctricas, y refuerza suponer que las diferencias son debidas a los existentes en la b.d. no atribuidas a la optimización.

- Coincidentemente las diferencias en pasada y embalse se compensan, dado que, con respecto a la PELP, en A1 hay 1,6[GW] adicional de capacidad de embalse y faltan 1,6[GW] de capacidad de pasada. Por otra parte, ya que la b.d. solo tiene candidatas de pasada, se puede estar seguro que la diferencia en capacidad en embalse se explica completamente en las ya existentes de la b.d. y el total de la PELP.

- Con respecto a las de pasada, hay poca capacidad instalada en relación a los 1,6[GW] que faltan, considerando categorías para pasada PMG (263[MW]), MGNC (240[MW]) y Pasada (1618[MW]).

- Dado que hay un excedente en embalse coincidentemente en igual magnitud con respecto a la PELP, y proveniente solo de existentes de embalse, se puede considerar que la b.d. y el modelo tienen centrales de embalse que en la PELP están siendo categorizadas como de pasada. Esto puede ser intencionalmente, ya que las centrales de embalse están acopladas en serie a otros embalses o a caudales que la b.d. modela con gran detalle, por lo que posiblemente hay diferencias intencionales en la b.d.

- Con respecto a las tecnologías de biomasa, geotermia y carbón, la capacidad instalada en estas tecnologías es despreciable tanto en la PELP como en A1, y el efecto de fusionar pasada con minihidroeléctricas de pasada también es despreciable (la PELP hace esta distinción que la b.d. no contiene y por ende no se realiza en los resultados).
- Gas Natural es la tecnología con menor diferencia, y dado que no se tiene expansión de estas centrales para C.N., hay 400[MW] de diferencia que se atribuye solo a centrales existentes en la b.d.

Se puede ver que las R.O. (sin considerar c.c.) solo tienen efecto en la capacidad instalada eólica, solar FV y de almacenamiento, sin efecto en la expansión de CSP.

- Con respecto a las otras tecnologías (Geo, CSP, Hidro, Biomasa, Gas, Diésel), no hay comentarios en capacidad instalada, ya que se restringe su expansión y la capacidad observada solo es la existente, independiente de las restricciones que se apliquen.

Implementar las R.O. del modelo A2 tiene resultados más comparables con respecto a los de la PELP.

- Se puede ver que incluir las R.O. acerca la capacidad instalada en A1 a los resultados de la PELP, dado que aumenta solar, aumenta almacenamiento y reduce eólica.
- Las inclusiones de la R.O. (en A2) causan efectos tan significativos como las diferencias entre la PELP y el modelo A1, por lo que las diferencias del modelo desarrollado A1 con respecto a la PELP son importantes.

- El modelo A1 en teoría debe ser similar a la PELP ya que no tiene restricciones operacionales de detalle al igual que la PELP.

- La PELP considera reservas con respecto a los despachos variables, lo que podría acercarla al modelo A2 más que al modelo A1 sin estas reservas (recordando que A1 considera inercia levemente inferior, y solo exige un despacho mínimo para el CF).

Se tiene un total de capacidad instalada de 100[GW] en el caso A1 y A2 (con R.O.), lo cual no se modifica al incluir R.O. y es levemente menor al de la PELP, que tiene aprox. 2,7[GW] más de capacidad instalada (2,6 % más), y se vuelve idéntico cuando no se limita la transmisión (aumenta exactamente 2,7[GW]).

- Se ve que solo los casos -Sin limitar- aumentan el total de capacidad instalada, y por coincidencia también en la diferencia necesaria; por lo que se podría suponer que la diferencia en capacidad instalada se debe a la cantidad de líneas de transmisión propuestas que son incluidas en el modelo de la PELP y las pérdidas, lo que se traduce en mayor capacidad instalada para suplir esto.
- Sin embargo, la Tabla 24 indica que las pérdidas del caso A2-Sin limitar tiene pérdidas similares a A1, por lo que las pérdidas no explican la diferencia en capacidad instalada.
- - Como se ve más adelante, en el sistema de transmisión existen congestiones que persistieron a pesar de proponer una gran cantidad de líneas candidatas: 69 líneas son candidatas con respecto a un total de 31 contenidas en la b.d.; y dado que estas líneas candidatas consideran equivalentes en paralelo, el número de candidatas en realidad es mayor.

- Dado que no limitar los flujos es lo que causa las diferencias, y que las diferencias no se atribuyen a las pérdidas, es seguro indicar que las diferencias en capacidad instalada se atribuye completamente a congestiones, las que limitan la expansión en generación y tiene efectos en capacidad instalada en la cantidad mencionada, limitando entorno a 2,7[GW] (2,6 % del total) la expansión.

- Esto da cuenta de que si se lograra construir 69 líneas candidatas (siendo algunas en paralelo) de capacidad igual o superior a las ya presentes en la b.d. para el 2050, aún así habría congestiones que limiten la expansión.

En la Tabla 24 se muestra que incluir las R.O. reduce efectivamente las pérdidas en [TWh] de 40,42(15 %) a 26,32(%). Dado que las diferencias en las sobrecargas en los casos A1-Sin limitar y A2-Sin limitar fueron importantes, y dado que hay cambios importantes en la capacidad instalada; se atribuye a que la reducción en las pérdidas es gracias a usar los flujos A2-Sin limitar como referencia, lo que demuestra que se orienta correctamente la solución a una solución con la inclusión de R.O.; Lo anterior también da cuenta de las diferencias con respecto a lo que la PET podría encontrar con la inclusión del total R.O., y las diferencias que puede haber entre la PELP y la PET, y la necesidad de orientar la solución en la PELP a una que incluya R.O. para evitar una matriz de cooptimización suboptima que arrastre un error a la PET.

Generación Anual

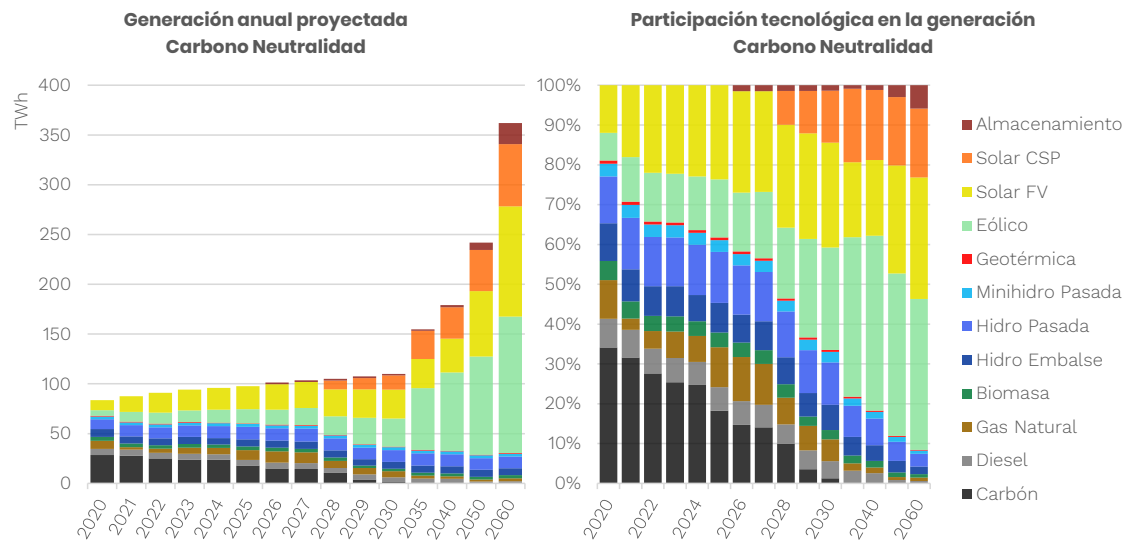


Figura 59: Generación anual proyectada en la PELP para escenario Carbono Neutralidad. Fuente: p. (126) [1]

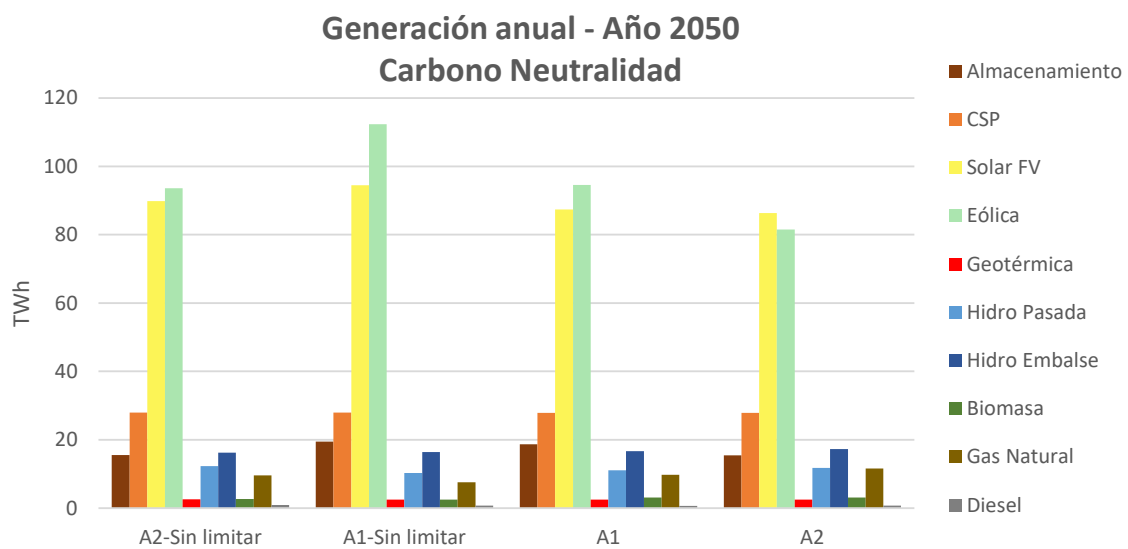


Figura 60: Generación anual por caso para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

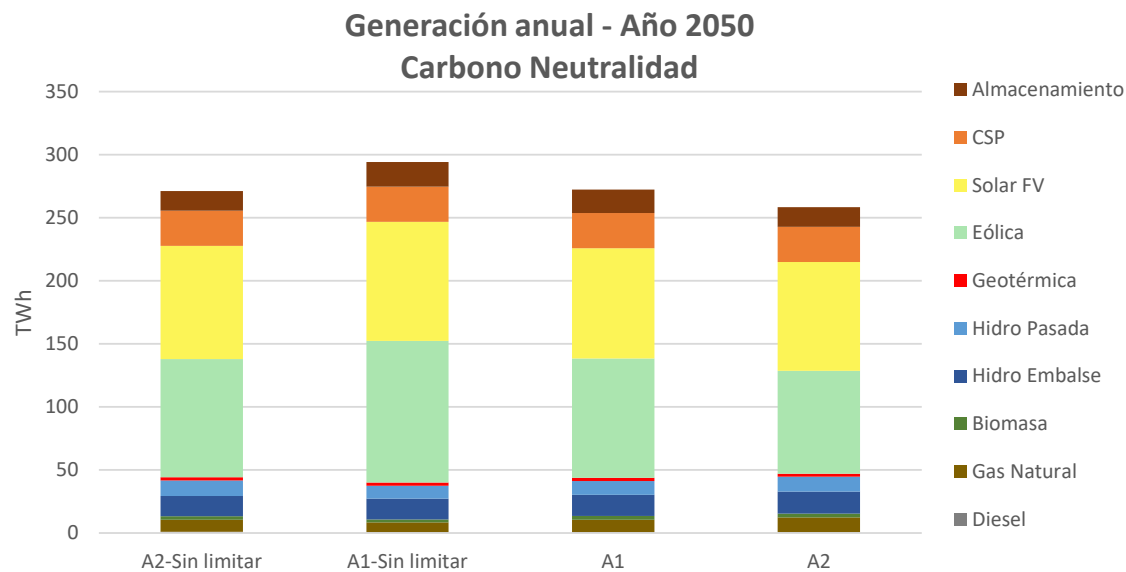


Figura 61: Generación anual apilada por caso para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

El caso A1 tiene una generación de 273[TWh] y la generación de la PELP es entorno a 241[TWh], por lo se genera un 13% más en el modelo A1. Por otra parte, la demanda empleada en la b.d. (común para todos los casos) es de 233[TWh]. Como se puede observar, todos los casos tienen mayor generación que la PELP, lo que es en sentido contrario a que la PELP tenga mayor capacidad instalada, por lo que claramente la capacidad instalada no es indicativo de los despachos.

La generación anual diésel del modelo desarrollado es mínima para todos los casos. La capacidad diésel es solo aquella existente o en construcción (no tiene candidatas), por lo que necesariamente las diferencias en capacidad instalada son solo por las diferencias entre la b.d. de la PET y la que utiliza la PELP. Por otra parte, dado que tiene una incidencia en la generación anual casi nula, estas diferencias tienen bajo efecto en la optimización, inclusive al incluir R.O. en el caso A2.

Obs.: Esto no considera el efecto de los márgenes de capacidad y la suficiencia que la favorecen, ya que las simulaciones no consideran optimización de índices de suficiencia.

Adicionalmente, como se puede ver en la Tabla 24, se tiene que las pérdidas en los casos A1-Sin limitar, A2-Sin limitar, A1 y A2 son respectivamente: 64, 39, 40 (15%) y 26(10%), marcando entre paréntesis su participación con respecto a la generación total; lo que tiene una participación de al menos un 10% con respecto al total. Por otra parte, los casos A1 y A2 no tienen energía no servida.

Se observa que incluir R.O. tiene un efecto importante en el total de generación anual, al igual también resulta importante los candidatos de transmisión introducidos, esto por limitar la transmisión a los límites⁴⁸ de las líneas junto a un límite angular de 40° (que es un aproximado de lo que valores típicos por estabilidad angular). Por ende, los candidatos considerados podrían ser una diferencia junto a

⁴⁸Solo existentes consideran criterio N-1, lo que distorsiona los resultados por no liberar en cierta medida este límite con las nuevas líneas.

las R.O. para explicar las diferencias con la PELP. Esto en parte provocado por las congestiones ya comentadas.

Es destacable que limitar o no transmisión no reduce la participación de almacenamiento, CSP, hidroeléctricas y gas natural, por lo que no se puede atribuir las diferencias en la participación a las congestiones y los candidatos de transmisión empleados. Si se puede atribuir las diferencias en solar fv y eólica a la cantidad de candidatos de transmisión, ya que como se comentó, afecta a las congestiones e inhabilita la expansión. En magnitud, eólica es la más perjudicada, seguido de solar fv.

- Cuando se limita los flujos a los de las líneas, los candidatos en teoría deberían habilitar generación anual por tipo de tecnología en similares proporciones que sin limitar los flujos, es decir, los casos A2 y A2-Sin limitar deberían ambos mostrar mayor generación eólica. Esto claramente está sujeto a los candidatos de transmisión usados, y ya que mostraron reducir importantemente la participación eólica, principalmente proveniente del sur (se verá en siguientes gráficos), esto indica que efectivamente esta tecnología requeriría de más líneas.

- La gran mayoría de las líneas candidatas eran seleccionadas (que abarcan la totalidad de los flujos A2-Sin limitar⁴⁹). Sin embargo, se ve más adelante que las congestiones, principalmente al sur de Los Changos y al norte de Polpaico, causan efectivamente que se limite importantemente los flujos desde la zona sur, con alta generación eólica; siendo estas congestiones la principal razón de las diferencias en energía anual.

- Las congestiones se atribuyen al costo de las líneas, que no compensa el beneficio de la generación eólica en el sur, que es la mayor fuente de diferencias.

- Sin embargo, la PELP tiene 35,2[GW] en capacidad eólica, mientras que el modelo A2, con congestiones, solo habilita 31,1[GW]. Ya que tanto con como sin R.O. la PELP tiene mayor cantidad, esto podría deberse a la mayor participación hídrica que tiene A1 y A2 y a las diferencias en la demanda (que complejiza el análisis).

- Dado que el modelo A1 (sin R.O.) tiende a seleccionar menor generación eólica que A2, y dado que con R.O. (A2) la capacidad eólica aumenta, las líneas que fija A1 no identifican correctamente los flujos desde generación eólica en el extremo sur, por lo que no incluir R.O. tendera a congestionar la líneas hacia el sur y la capacidad eólica en A2. Por lo que, si se hubiese considerado R.O. para cooptimizar el total de líneas candidatas, se podría haber reducido estas congestiones. Esto indica que la PELP requeriría poner atención a las congestiones en el centro ya que inhabilitarían un posible Polo de Desarrollo en el extremo sur del SEN (Los Lagos) con generación eólica. Para ello hay que poner atención al efecto las R.O. en la cooptimización de generación y transmisión.

⁴⁹El total de líneas candidatas abarcan el total de los flujos A2-Sin limitar. Las líneas fijadas preliminarmente en casos preliminares no.

- La poca sensibilidad que tiene la participación hidroeléctrica (no se ve afectada en ningún caso) podría deberse a la capacidad instalada existente de esta tecnología, ya que esta es restringida a las existentes y en construcción, por lo que su participación es máxima, sin congestiones que la limiten, y solo limitada por la hidrología.
 - La diferencia en generación anual hidroeléctrica también se atribuye levemente a diferencias por la selección de candidatos: Transporte-preliminar, DC-preliminar y A1 tienen respectivamente 27,704, 27,800 y 27,709 [GWh], mientras que el caso A2 tiene 29,100[GWh].
- La CSP por otra parte es expandida y tampoco muestra sensibilidad a las R.O. y limitar o no los flujos: por ende no es limitada por congestiones producidas en A1 por no cooptimizar con R.O.; es decir, CSP no muestra diferencias importantes cuando se incluye la totalidad de R.O.
 - La menor participación de CSP se atribuye a la menor capacidad instalada con respecto a la PELP. (27,7[TWh] en vez de 43,6[TWh]).
- Para el caso A1 se observa que el almacenamiento se incluye en aproximadamente el 7% de la energía, siendo aun menor en los otros casos, mientras que en la PELP alcanza a ser el 2,5% (aprox.); esto indica que en los casos desarrollados almacenamiento tiene mayor arbitraje de energía que la PELP, a pesar de haber menor capacidad instalada, lo cual es contradictorio. Se podría suponer que este mayor índice entre cantidad almacenada y capacidad instalada podría efectivamente deberse a que se esta contabilizando H2 como ESS, y por ello la cantidad mayor de energía siendo generada por ESS.

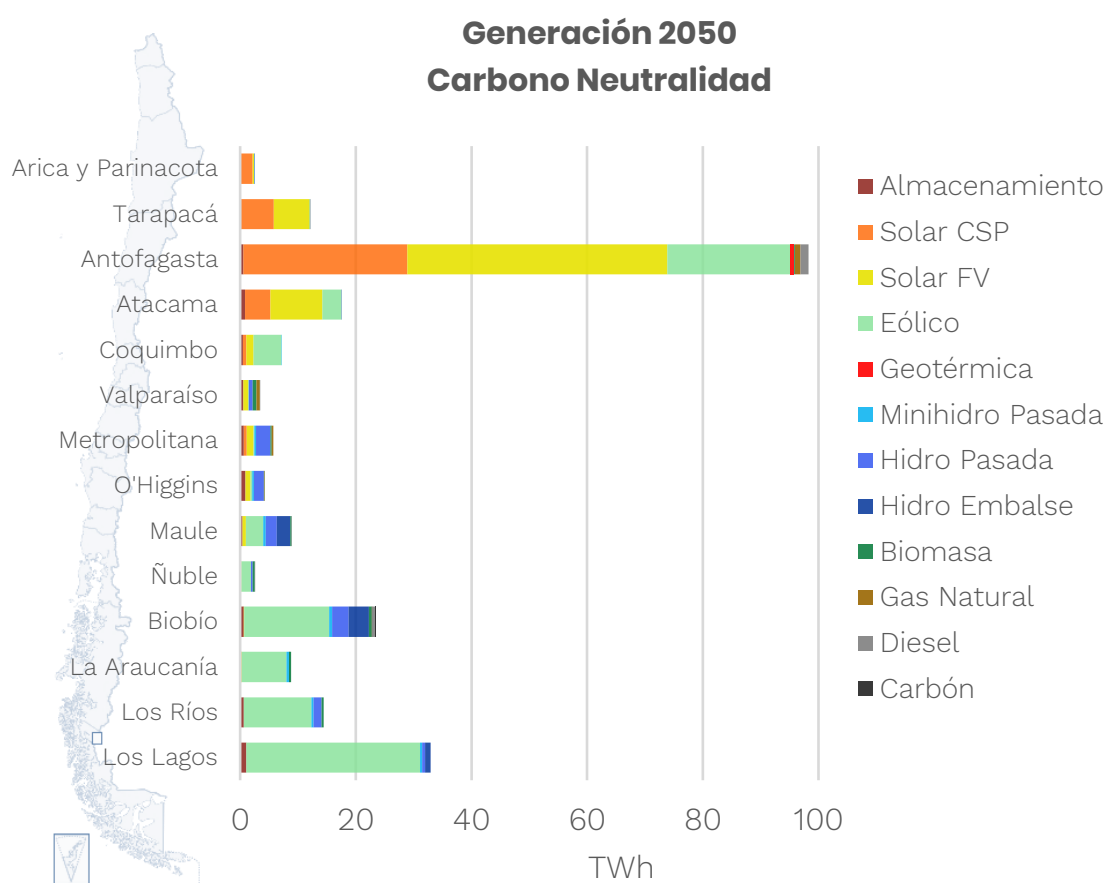


Figura 62: Generación anual proyectada, segmentada por región, en la PELP para escenario Carbono Neutralidad, año 2050. Fuente: p. (173) [1]

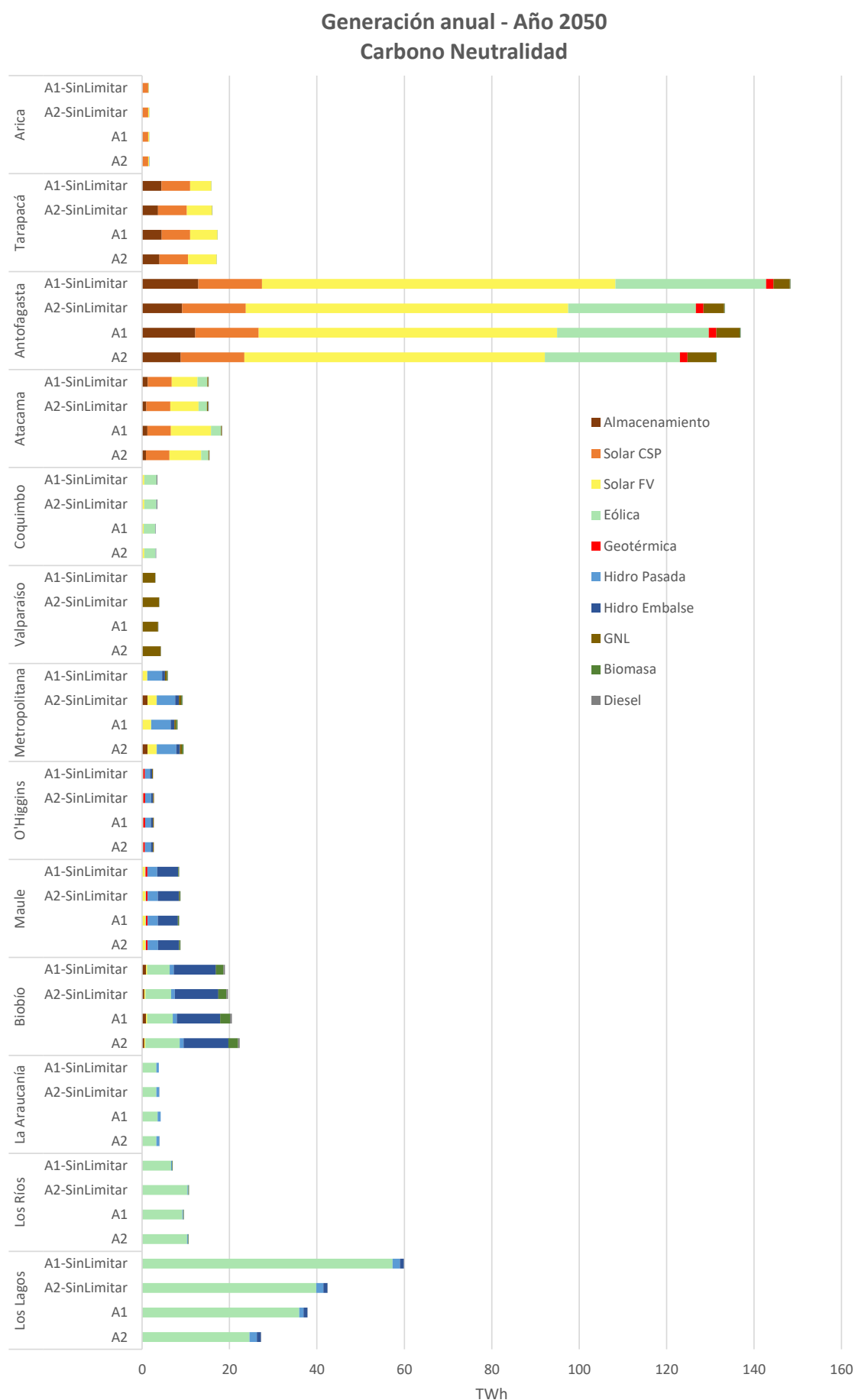


Figura 63: Generación anual por caso y por región para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Se observan diferencias para todos los casos con respecto a la PELP en como se distribuye la generación anual, en particular:

- Tarapaca se acerca a $12[TWh]$ en la PELP mientras que en el modelo esta más cerca de $17[TWh]$.
- En la PELP Antofagasta esta entorno a los $100[TWh]$ mientras que los resultados están entre $130 - 150[TWh]$, lo que coolocaliza la generación con la demanda por producción de H2, que es una posible causa de las diferencias en demanda total.
- Coquimbo tiene mayor participación en la PELP que las regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins, mientras que en los resultados de los casos esto no se cumple dado que Coquimbo tiene menor generación.
 - La región Metropolitana muestra tener mayor generación que la PELP, lo que podría deberse a la coolocalización con la demanda por producción de H2.
- La Araucanía mostró tener menor generación que la PELP.
- Los Lagos tiene una sensibilidad importante con respecto a los candidatos de transmisión y las R.O., al igual que Antofagasta, lo que probablemente afecta el resto de regiones.

En resumen, el caso A1 muestra localizar la generación de forma similar a la PELP, siendo la generación anual en Antofagasta la principal diferencia, a causa de la demanda por producción de H2 que no es optimizada; esto causa que la generación anual en los casos sean mayores a los de la PELP en los resultados.

- En el caso A1 la generación anual en Antofagasta es de $137[TWh]$, mientras que en la PELP es de $98[TWh]$, por lo que hay una diferencia entorno al 40 %, principalmente en Antofagasta donde están los candidatos de CSP. Obs.: esto incluye almacenamiento y su arbitraje.
 - Esto explica que CSP en la PELP es menor a la expansión de los modelos A1 y A2, ya que hay un total de generación menor en estos nodos en total.
 - Sin embargo, además de haber diferencia en cantidad, en participación se observa que en Antofagasta la generación por almacenamiento y GNL tendió a sustituir a la generación de CSP que se observa en la PELP, lo que puede deberse al desfase introducido para hacer coincidir la demanda por H2 con horario diurno y no ser necesario el almacenamiento de larga duración (priorizando almacenamiento de menor duración, más barato).
- Gran parte de la demanda por H2 esta en Antofagasta, y el restante esta en la región Metropolitana, por lo que, en vista que la PELP no presenta gran almacenamiento ESS en estas regiones, se descarta que H2 sea contabilizado

como ESS en la PELP, a pesar de conformarse la producción de H2 por H2ESS y H2NOpt en el archivo de demanda.

En vista de estas observaciones, volviendo a la baja expansión en ESS con respecto a la PELP (3,6[GW] menor a la PELP):

- Dado que Antofagasta tiene mayor generación anual en A1 y A2 que la PELP: 137[TWh], mientras que en la PELP es de 98[TWh].
- Dado a que H2ESS efectivamente no es contabilizado como ESS.
- Dado que la principal causa de diferencia en almacenamiento en el modelo propio son las R.O. (sin limitar no muestra diferencias, por lo que las líneas no presentan congestión).
- Se atribuye la menor capacidad instalada en almacenamiento con respecto a la PELP principalmente al menor uso de reservas que pudo haberlas beneficiado: Recordando que la b.d. exige 1500[MW] de generación instantánea en todo momento por centrales de CF, por otro lado la PELP exige 10 % de generación FV y 20 % de la generación eólica como reservas para CF, y como se ve a continuación en generación diaria, la generación solar por si sola exigirá hasta 3[GW] aproximadamente de reserva, lo que supera por creces lo que indica la b.d. del Coordinador para el modelo A1. Esto se refleja en el comportamiento al implementar las R.O.
- Por ultimo, otra causa es el agotamiento de candidatos (el total de candidatos no alcanza la capacidad instalada en la PELP).
- Se observa además que las R.O. reducen la generación anual de almacenamiento (su arbitraje), pero aumentan su capacidad instalada. Es decir, al ingresar las R.O., la cantidad de energía arbitrada por MW de capacidad en ESS es menor; en un caso en que los flujos por las líneas no tienen congestión. Esto se puede considerar es por mayor capacidad destinada a reservas de CF, en línea con lo anterior.

Obs.: Charrua, Concepción y Ancoa, los nodos de la PELP, están fuera de la región de Ñuble, por lo que esta región en las simulaciones no tiene generación asociada a estos nodos en el sistema reducido (el cual coincide con el de la PELP). Esto se atribuye a que los generadores pueden tener su propia región a diferencia de sus nodos (como se esta contabilizando en esta memoria y como esta en la b.d.), y por ello las diferencias. Esto significa que puede haber generación en las regiones de la gráfica que podrían estar en una región distinta.

Generación diaria

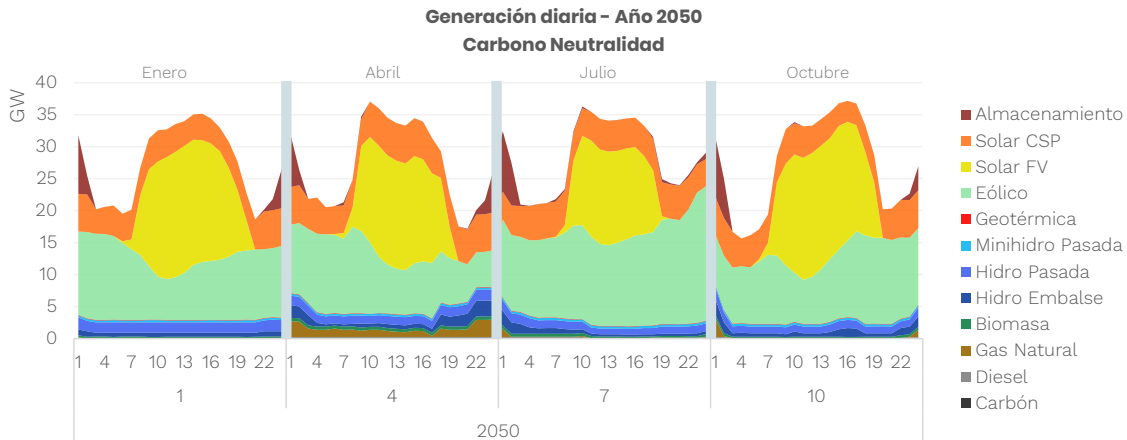


Figura 64: Generación proyectada en la PELP para escenario Carbono Neutralidad, año 2050. Fuente: p. (136) [1]

Se observa que el almacenamiento se halla principalmente en las horas en que la demanda presenta electromovilidad, lo cual no está presente en la demanda de las simulaciones de los casos analizados (A1, A2); por lo que no tiene la forma correcta de la demanda (en este caso asociado a electromovilidad), destacando que son peaks abruptos que se encuentran en horario nocturno, esto es otra causa de que la PELP expanda mayor almacenamiento que los modelos desarrollados. También podría causar que la PELP tenga mayor capacidad instalada en CSP; pero dado que la demanda usada tiene un mínimo de demanda total mayor, los modelos desarrollados también pueden favorecer ESS de mayor duración para satisfacer esta demanda nocturna peak y base en horario noche. Obs.: dado que se identificó que los costos de inversión estaban invertidos en la PET 2022 para CSP de 6 y 9 horas, y que esta no consideraba CSP de 6 horas en sus candidatos probablemente por identificarlas no óptimas, esto pudo haber orientado a tener una solución con CSP de 9 horas en vez de 6, aumentando la duración de estas en simulaciones (solo debido a candidatos, pero con sus costos corregidos).

Adicionalmente, dado que las simulaciones A1 y A2 son para el año único 2050, se observa que a comienzo del año no se tiene energía almacenada, mientras que la PELP sí. Esto se atribuye a la cantidad de años considerados para las simulaciones, lo que pudo subvalorar la expansión de ESS debido a que no considera el valor que agrega por arbitraje a principio de año; lo que sí está presente en la PELP.

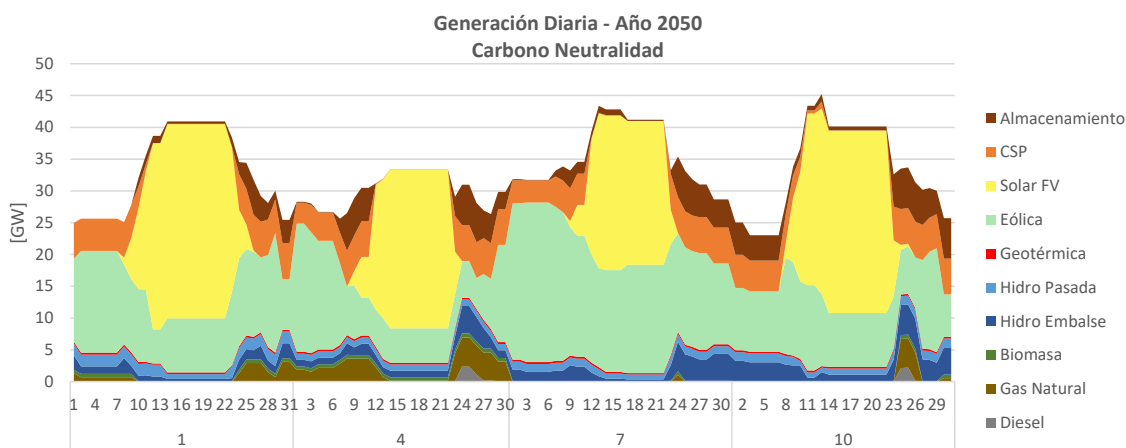


Figura 65: Generación modelo PELP A1-Sin limitar, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

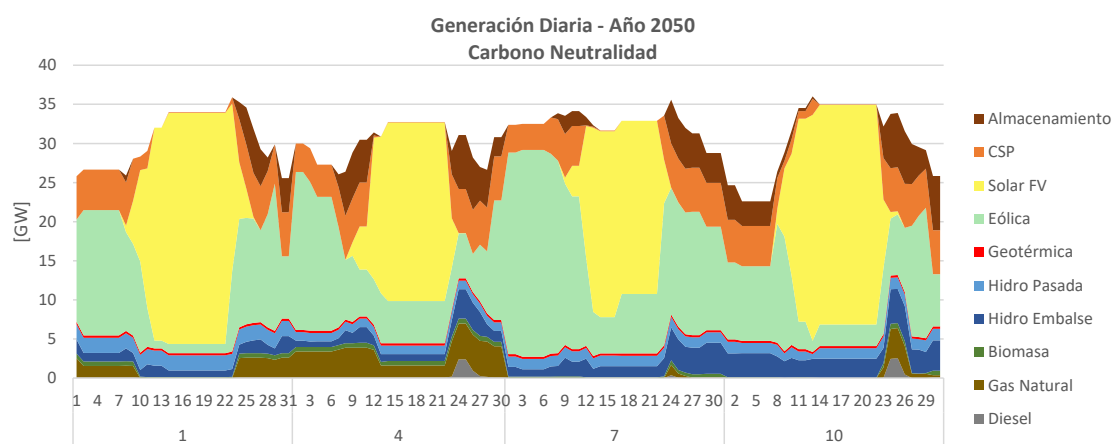


Figura 66: Generación modelo PELP A2-Sin limitar, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

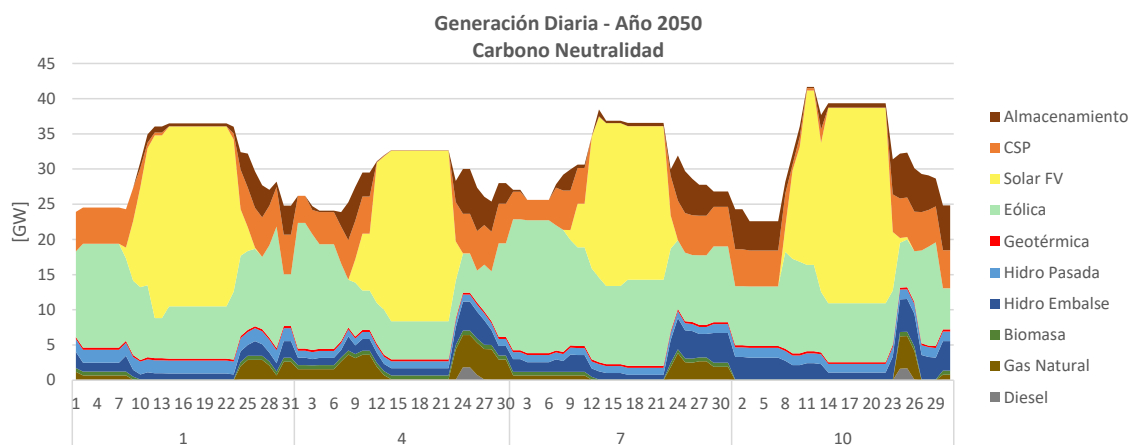


Figura 67: Generación modelo PELP A1, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

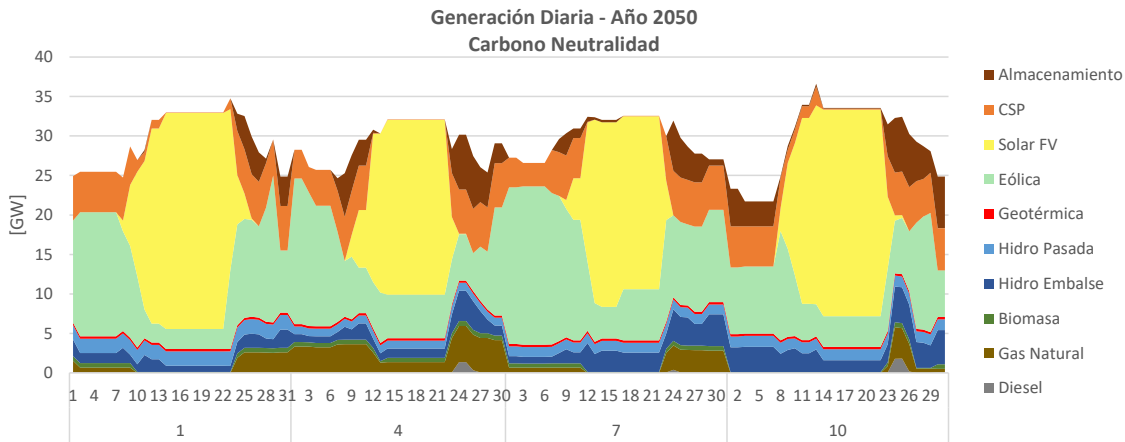


Figura 68: Generación modelo PELP A2, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

El almacenamiento muestra generar en las horas de noche, posterior a la generación solar para suplir la demanda por H2 (que fue desfasada para ser diurna principalmente, con una base constante durante el día importante).

En la PELP, se despacha CSP durante todo el día, inclusive horario diurno, reduciendo su generación solo durante la salida y entrada FV solamente. En contraste, en las simulaciones realizadas CSP muestra ser sustituida por generación solar fv, prefiriendo usar su energía como almacenamiento, mostrando este comportamiento incluso con R.O.

- La diferencia de 1[GW] de expansión en CSP se podría discutir se debe a diferencias en la demanda, en particular, la generación de la PELP se ve tiene un peak similar al de las simulaciones, (y por ende similar demanda), pero con horarios no solares en general entorno a los 20[GW]. La demanda implementada por otra parte requiere en este horario entorno a 25[GW], lo que es significativo. Por esto, la valorización de CSP como almacenamiento podría haber tenido mayor valor en las simulaciones que en la PELP, lo cual se comprueba efectivamente con mayor CSP: la diferencia en demanda no solar lo explica.

Haber fijado la demanda por producción de H2 en horario diurno en vez de haberla optimizado también es una posible causa de que la generación solar haya tenido una mayor participación que en la PELP, en desmedro de la participación eólica.

- Si se optimizara producción de H2 con tal de asignar en horario noche, esto habría reducido el error.
 - Esto también podría haber facilitado expandir candidatos de almacenamiento hasta la cantidad en la PELP como se viene comentando.
- A esto además se puede sumar que la demanda por H2 causa demanda en horarios peak mayores a las que se podría esperar si la demanda por H2 se gestionara para acomodarse en horarios de menor demanda, lo que también reduciría las pérdidas del sistema.

Con respecto a la GNL presente en la generación diaria y comparando con la PELP, se ve que las rampas producidas por generación solar fv fomentan el despacho de GNL en las simulaciones con R.O., lo que es esperable. Los requerimientos por R.O. (flexibilidad), como se comento antes, favorecen expandir almacenamiento, pero reducen su generación anual, dado que están en reserva, lo que se puede confirmar al comparar A1 y A2, donde almacenamiento no muestra mayor participación y su mayor valorización no se observa en esta gráfica.

La generación (y demanda) tiene similitudes en forma y tecnología, pero en general es más alta que la de la PELP y tiene diferencias probablemente asociadas a demanda, que proviene de un proyección iterativa entre modelos que la PELP considera y que en los casos desarrollados se realiza. Esto confirma que la demanda empleada causa una mayor generación horaria, mayor generación anual, y diferencias en la participación de las tecnologías de generación.

- En octubre hay diferencias en la forma de la demanda y magnitudes alcanzadas (se alcanza un peak de 42GW en el caso A1, 13% superior al peak de 37[GW] en la PELP), que también se puede deber a los horarios en que ajuste la demanda con tal de que coincidiera con horarios de sol (dado que no se utiliza proyecciones de demanda con los modelos iterativos).

Se ve que la participación de las centrales de GNL y diésel levemente aparece en horarios de noche en retiro de generación solar fv, siendo la generación diésel sobretodo el ultimo recurso, debido al impuesto a emisiones y al mayor valor de combustible. Se ve además que la participación de GNL se vuelve más constante durante la noche al introducir restricciones operacionales. La presencia de generación diésel que la PELP no tiene pudo haber sustituido levemente otras tecnologías, esto es facilitado por la capacidad instalada existente o en construcción que ya tiene la b.d., a diferencia de la PELP.

Capacidad de Almacenamiento

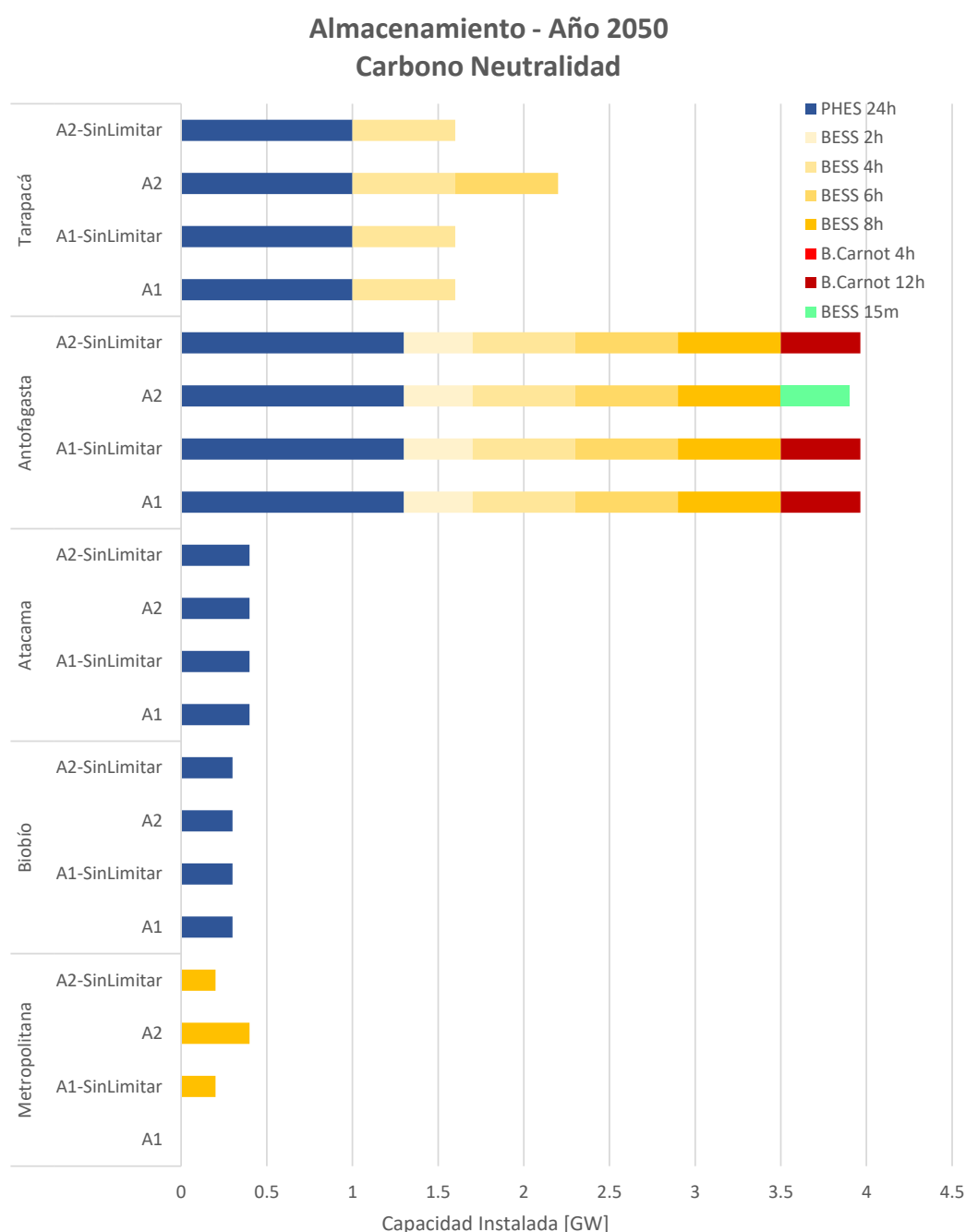


Figura 69: Capacidad de almacenamiento por caso y por región, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

- Esto depende de las ESS candidatos considerados por el Coordinador en la b.d., lo que le da legitimidad a los candidatos de ESS empleados ya que estos se deben alinear a las tecnologías propuestas por la PELP para realizar la b.d.
- Son pocas unidades candidatas las que se proponen en comparación a generación, por lo que la capacidad instalada tiende a ser escalonada.
- La cantidad de candidatos son limitados tanto en: tipo de tecnología, duración propuesta y unidades por región. Un alto número aumentaría los tiempos de

simulación.

- Que la cantidad de ESS sea más alta y diversa en Antofagasta que en la región Metropolitana se atribuye exclusivamente a los candidatos considerados, lo que orienta la solución.

- No hay información con respecto a las tecnologías de almacenamiento y capacidad seleccionadas en el informe preliminar de la PELP; tampoco en el IAA 2022, por lo que se hará comparaciones solo entre simulaciones y no con respecto a la PELP.

En base a lo anterior, para evaluar las tecnologías ESS se compara las diferencias entre los casos propuestos, recordando que el caso A1 es el modelo de PELP desarrollado, mientras que A2 es el mismo pero con mayor cantidad de restricciones operacionales y fijando la transmisión desde A1.

Tabla 26: Total de candidatos de ESS contenidos en la b.d. y la capacidad instalada que fue expandida en casos A1 y A2.

Candidato ESS	Tecnología	Región	Max units	MW	Caso A1[MW]	Caso A2[MW]
Bess1	BESS 15m	Antofagasta	8	100	0	400
Bess2	BESS 15m	Metropolitana	8	50	0	0
Bombeo01	PHES 24h	Antofagasta	1	100	100	100
Bombeo02	PHES 24h	Tarapacá	1	100	100	100
Bombeo03	PHES 24h	Antofagasta	1	200	200	200
Bombeo04	PHES 24h	Tarapacá	1	200	200	200
Bombeo05	PHES 24h	Atacama	1	200	200	200
Bombeo06	PHES 24h	Atacama	1	200	200	200
Bombeo07	PHES 24h	Antofagasta	1	300	300	300
Bombeo08	PHES 24h	Tarapacá	1	300	300	300
Bombeo09	PHES 24h	Antofagasta	1	300	300	300
Bombeo10	PHES 24h	Biobío	1	300	300	300
Bombeo11	PHES 24h	Antofagasta	1	400	400	400
Bombeo12	PHES 24h	Tarapacá	1	400	400	400
Bateria02	BESS 4h	Tarapacá	2	100	200	200
Bateria03	BESS 6h	Antofagasta	2	100	200	200
Bateria04	BESS 2h	Antofagasta	2	200	400	400
Bateria05	BESS 4h	Tarapacá	2	200	400	400
Bateria06	BESS 6h	Antofagasta	2	200	400	400
Bateria07	BESS 8h	Metropolitana	2	200	0	400
Bateria08	BESS 4h	Antofagasta	2	300	600	600
Bateria09	BESS 6h	Tarapacá	2	300	0	600
Bateria10	BESS 8h	Antofagasta	2	300	600	600
Bat1_ANG I	B.Carnot 12h	Antofagasta	1	239	239	0
Bat1_COCHRANE 1	B.Carnot 12h	Antofagasta	1	226	226	0
Bat2_ANG I	B.Carnot 4h	Antofagasta	1	239	0	0
Bat2_COCHRANE 1	B.Carnot 4h	Antofagasta	1	226	0	0

La selección de candidatos de ESS como se comento anteriormente se afecta principalmente por las R.O. (y las consideraciones de reserva de la PELP), y el agotamiento de candidatos que se ve en la Tabla.

- Esto estará sujeto a las diferencias del modelo y la PELP. Recordando, son principalmente:
 - Diferencias leves en la demanda.
 - Diferencias en los candidatos de transmisión (sin limitar mostrara el sistema sin congestiones las diferencias causadas por los candidatos).
 - La hidrología usada (pertenecce a la serie representativa del CEN con leve mayor participación hidroeléctrica)
 - Las simplificaciones (horizonte, programación estática, 16 bloques por mes)
- Por ende, los resultados no necesariamente representan a la PELP; pero dado que la expansión es cercana a la de la PELP, los resultados pueden hallarse entorno a la solución de la PELP oficial.
- Las principales observaciones tienen relación con el efecto de las R.O. en la selección de candidatos.

En vista de los resultados, se tiene las siguientes observaciones:

- La tecnología PHES de 24h se agotan en las regiones de Antofagasta, Tarapacá y Atacama (las únicas que las incluyen), con y sin las R.O. de detalle
 - Se recomienda aumentar candidatas PHES en Antofagasta, Tarapacá y Atacama, y posiblemente otras regiones.
- Tanto en el caso A1 como A2 los candidatos de almacenamiento en la región de Antofagasta tienden a agotarse, con la excepción de BESS 15m que solo se incluye parcialmente al usar R.O. (A2, que puede acercarse a la PELP por sus reservas); y las baterías de Carnot propuestas mostraron solo incluirse en el caso A1 pero no en el caso A2
 - Se puede recomendar aumentar la cantidad de candidatos BESS sin CRF.
 - BESS con CRF también es válido pero esto requiere incluir R.O. para que sean seleccionadas: se vuelven rentables como sustituto de las baterías de Carnot en el caso de introducir R.O.

Muestra ser mejor en cualquier caso una duración de 12h para las baterías de Carnot en vez de 4h para la centrales de carbón Angamos y Cochrane I (las únicas que se incluye candidatos de Carnot, teniendo candidatos excluyentes para ambas duraciones).

Sin embargo, la baterías de Carnot no se incluyen al considerar R.O., que es lo más importante y costoso de simular (lo que la PELP podría requerir estudiar su efecto), por lo que las baterías de Carnot no muestran ser óptimas en Angamos y Cochrane al considerar R.O.

- La región de Atacama solo considera PHES y se agotan sus candidatos tanto con como sin R.O.: se puede evaluar incluir en Atacama candidatos de PHES y BESS (CRF inclusive), ya que esta cercana a Antofagasta y esta la agota (BESS de 15m parcialmente, y requiere R.O. para ser seleccionada).
- Los candidatos de la región de Tarapacá también muestran agotarse, con excepción de las BESS 6h que solo se incluyen (y agota) al agregar R.O.: se puede agregar más candidatos de ESS a Tarapacá, pero esto requiere R.O. en parte para que sean seleccionadas.
- Se considera 2 tipos de tecnologías en la región Metropolitana (BESS 8h: 2 unidades y BESS 15m (CRF): 8 unidades), siendo la BESS de 15 min. no rentable en cualquier caso en esta región, inclusive con R.O., mientras que la BESS 8h requiere R.O. para ser seleccionada, agotándose: se puede considerar agregar candidatos de BESS 8h y quitar BESS 15m, pero esto requiere el total de R.O.
- También se observa que el caso A1 y A2 seleccionan de forma similar a los modelos sin limitar (sin congestiones y mayores pérdidas). Las leves diferencias

se atribuyen precisamente a las congestiones entre Los Changos y Polpaico que evitan aprovechar la energía eólica en el extremo sur, en particular Los Lagos, que se ve seriamente reducido su expansión por las congestiones.

Líneas candidatas empleadas y/o seleccionadas

Como se comento, las líneas introducidas como candidatas son con tal de llegar como limite hasta las sobrecargas en el caso A2-Sin limitar, esto debido a que estas sobrecargas son distintas a las del caso A1-Sin limitar, dando preferencia a las del A2-Sin limitar con tal de no orientar la solución en transmisión a la que se halla sin R.O.

Las sobrecargas en los casos Sin limitar se presentan a continuación, seguido de la selección secuencial de las líneas candidatas propuestas para así fijarlas y tener menores tiempos de simulación (por cooptimización), esto con tal de tener un conjunto no elevado de candidatos a cooptimizar en A1 y en la sección siguiente:

Tabla 27: Sobrecargas en líneas existentes del sistema reducido y requerimientos en MVA al no limitar los flujos en un sistema sin candidatos, empleado para definir candidatos. x: A1-Sin limitar, y: A2-Sin limitar.

Línea	S[MVA]	Largo[km]	Sin R.O. 1,17 %	Sin R.O. 0,20 %	Con R.O. 0,26 %	Con R.O. 0,0471 %	(y-x) %	(y-x)[MVA]	Req.x[MVA]	Req.y[MVA]	Req.y[kmMVA]
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt LA	3000	1480	251.8709	288.453	196.0206	204.84277	-83.61	-2508.3	5654	3145	HVDC
Ancoas 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt	3000	190	491.7786	503.0135	524.551	520.81029	17.80	533.9	12090	12624	2.52.E+06
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt	2250	85	632.9156	629.1193	681.8895	680.92485	51.81	1165.6	11905	13071	2.49.E+06
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoas 500 Opt	4000	119	382.4183	390.2875	390.7765	391.65873	1.37	54.9	11611	11666	1.91.E+06
Pichiripulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	2000	246	631.8849	631.8849	631.8849	631.88491	0.00	0.0	10638	10638	1.64.E+06
Los Changuos 500 Opt->Parinas 500 Opt	1410	259	586.6517	587.6766	594.6405	592.61047	4.93	69.6	6876	6946	1.57.E+06
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	2250	157	601.3218	597.4284	635.8295	650.33059	52.90	1190.3	11192	12382	1.48.E+06
Polpaico 500 LA Opt->Alto Jahuel 500 Opt	2500	67	295.5585	304.2377	306.2543	304.82235	0.58	14.6	5106	5121	9.22.E+05
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	750		2403.431	2244.189	2059.526	2066.872	-177.32	-1329.9	16081	14752	t
Rio Malleco 500 Opt->Pichiripulli 500 Opt	2000	628	707.646	702.9347	773.6051	766.58072	63.65	1272.9	12059	13332	6.50.E+05
Lagunas 220 Opt->Kimal 220 Opt	750	180	773.2027	910.9696	421.7796	422.5844	-488.39	-3662.9	6082	2419	6.26.E+05
Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	2090	200	302.2678	265.9878	189.8364	188.41416	-77.57	-1621.3	3469	1848	5.98.E+05
Parinas 500 Opt->Gumbre 500 Opt	1410	164	330.4217	421.0212	329.4326	322.07494	-98.95	-1395.1	4526	3131	4.47.E+05
Los Changuos 220 Opt->Nueva Zaldívar 220 Opt	500	119	638.8134	625.7005	576.2695	572.71697	-52.98	-264.9	2629	2364	3.71.E+05
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	2368	112	185.021	211.4927	159.1688	157.87551	-53.62	-1269.7	2640	1370	3.37.E+05
Parinas 220 Opt->Nueva Zaldívar 220 Opt	700	92	347.6007	296.0219	308.9982	308.07825	12.06	84.4	1372	1457	2.50.E+05
Kimal 220 Opt->Los Changuos 220 Opt	900	154	349.7279	345.6069	301.7509	308.73634	-36.87	-331.8	2210	1879	2.11.E+05
Los Changuos 500 Opt->Los Changuos 220 Opt	1500		329.4462	341.6162	329.8539	329.88059	-11.73	-175.9	3624	3448	t
Nueva Pozo Almonte 220 Opt->Lagunas 220 Opt	750	70	749.6071	931.1634	398.4667	399.35855	-531.80	-3988.5	6234	2245	1.68.E+05
Kimal 220 Opt->Nueva Zaldívar 220 Opt	580	227	161.1661	153.0524	139.1122	161.1826	8.13	47.2	308	355	7.63.E+04
Nueva Rapel 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	788	100	164.8273	295.5534	174.6117	149.09636	-146.46	-1154.1	1541	387	7.36.E+04
Parinas 500 Opt->Parinas 220 Opt	750		309.5913	263.1866	274.8612	274.03354	10.85	81.4	1224	1305	t
Polpaico 500 LA Opt->Alto Jahuel 500 Opt2	2500	67	120.5879	124.129	124.9517	124.36752	0.24	6.0	603	609	4.26.E+04
Nueva Charrua 500 Opt->Concepcion 500 Opt	720	75	295.435	135.1583	135.0635	135.06351	-0.09	-0.7	253	252	2.33.E+04
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500	2375	171	167.6785	195.4828	163.8288	162.50063	-32.98	-783.3	2268	1484	0.00.E+00
Kimal 500 Opt->Los Changuos 500 Opt	1590	143	727.2209	725.4069	617.1738	622.78734	-102.62	-1631.7	9944	8312	0.00.E+00
Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	2500	324	168.4888	172.936	180.6189	180.52791	7.59	189.8	1823	2013	0.00.E+00
Alto Jahuel 500 Opt->Candelaria 500 Opt	800	49	338.2626	145.1724	82.1238	76.869978	-68.30	-546.4	361	-185	
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	1900	190	8.356667	117.288	8.250397	8.2503971	-109.04	-2071.7	328	-1743	t
Parinacota 220 Opt->Nueva Pozo Almonte 220 Opt	750	215	352.7274	480.0514	33.33333	28.906195	-451.15	-3383.6	2850	-533	
Polpaico 500 LA Opt->Quillota 500 Opt	1500	97	78.59741	83.71237	71.0101	71.010099	-12.70	-190.5	-244	-435	t

Como se comento anteriormente, el efecto por reducir el MIPgap es importante en las sobrecargas, de igual forma, emplear R.O. (y: A2-Sin limitar) también cambia importantemente la cargabilidad de las líneas.

Emplear la cargabilidad de las líneas de los casos sin limitar los flujos en la red existente es la cargabilidad que se esperaría si solo se optimiza generación y ESS. Esto no se propone como una metodología robusta para proponer candidatos de transmisión y es solo una simplificación para poder definir de manera simple la potencia requerida de los candidatos de transmisión; esto con tal de:

- Proponer suficientes candidatos para cubrir las sobrecargas observadas al no limitar los flujos.
- Evitar la gran cantidad de congestiones que surgen con las líneas existentes.
- Evitar una gran demanda no servida por dichas congestiones.
- Fijar líneas con tal de reducir tiempos de simulación para un bajo MIP gap ($< 0,5\%$)
- Realizar la cooptimización de forma más directa.

Tabla 28: Líneas candidatas preseleccionadas mediante simulaciones, empleando formulación de transporte o DC-linealizado de acuerdo a la cantidad de candidatos.

Líneas Candidatas	Potencia	Seleccionada		
		Transporte	DC-Preliminar	A1
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt I	4000	1		
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt II	4000	1		
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt III	4000	1		
Ancoa 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt I	3000	1		
Ancoa 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt II	3000	1		
Ancoa 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt III	3000	1		
Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt I	2090	1		
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt I	1800	1		
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt I	5000	1		
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	5000	1		
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt III	5000	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt I	1590	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt II	1590	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt III	1590	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt IV	1590	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt V	1590	1		
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt VI	1590	1		
Lagunas 220 Opt->Kimal 220 Opt I	1000	1		
Lagunas 220 Opt->Kimal 220 Opt II	1000	1		
Lagunas 220 Opt->Kimal 220 Opt III	1000	1		
Los Changos 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt I	1400	1		
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt II	2500	1		
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt II	2350	1		
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt III	2350	1		
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt II	2250	1		
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt IV	2250	1		
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt V	2250	1		
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt VI	2250	1		
Nueva Charrua 500 Opt->Concepcion 500 Opt I	720	1		
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt I	2700	1		
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt II	2700	1		
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt IV	2700	1		
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt V	2700	1		
Nueva Pozo Almonte 220 Opt->Lagunas 220 Opt I	750	1		
Nueva Pozo Almonte 220 Opt->Lagunas 220 Opt II	750	1		
Nueva Pozo Almonte 220 Opt->Lagunas 220 Opt III	750	1		
Nueva Pozo Almonte 220 Opt->Lagunas 220 Opt IV	750	1		
Parinas 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt I	700	1		
Parinas 500 Opt->Cumbre 500 Opt I	3000	1		
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt I	2500	1		
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt II	1000	1		
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt III	2500	1		
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt IV	2500	1		
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt V	2500	1		
Polpaico 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt I	2500	1		
Polpaico 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	2500	1		
Polpaico 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	2500	1		
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt I	2000	1		
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt III	2000	1		
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt IV	2000	1		
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt V	2000	1		
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt VI	2000	1		

Los casos en que las líneas no tengan un 1, son aquellas en donde la línea se considera ya incorporada en la red, sin ser cooptimizada. Las líneas de potencia 3000, 4000 o 5000, son líneas candidatos equivalentes de líneas en paralelo (reduce tiempos de simulación). Esto evita aumentar el número de candidatos y permite reducir los altos niveles de congestión; sin embargo, la gran cantidad de líneas propuestas no se

comprueba que sean factibles lo que es una simplificación.

A continuación, las líneas que no son seleccionadas por la formulación de transporte vuelven a ser optimizadas, esta vez con formulación DC-linealizada, aplicando una cota al ángulo máximo entre nodos de 40° , lo que es una aproximación al límite que se podría esperar en una línea por estabilidad angular.

Tabla 29: Líneas de transmisión candidatas no preseleccionadas y seleccionadas posteriormente mediante simulaciones, empleando formulación de transporte o DC-linealizado de acuerdo a la cantidad de candidatos.

Líneas Candidatas	Potencia	Seleccionada		
		Transporte	DC-Preliminar	A1
Ancoa 500 Opt->Nueva Charrua 500 Opt IV	3000	0	1	
Los Changos 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt II	1400	0	1	
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt I	2500	0	1	
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt I	2350	0	1	
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt I	2250	0	1	
Mulchen 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt III	2250	0	1	
Nueva Charrua 500 Opt->Mulchen 500 Opt III	2700	0	1	
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt I DC	3000	0	0	
Kimal 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt I	900	0	0	0
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt I	2368	0	0	0
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500 I	2375	0	0	0
Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt I	2500	0	0	0
Nueva Rapel 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt I	788	0	0	0
Parinas 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt II	700	0	0	0
Parinas 500 Opt->Cumbre 500 Opt II	1500	0	0	0
Parinas 500 Opt->Parinas 220 Opt I	1400	0	0	0
Rio Malleco 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt II	2000	0	0	1

La selección anterior solo itera sobre las líneas que no son seleccionadas en vez de agregar candidatas a las congestiones observadas, ya que, como se comentaba, seguir proponiendo líneas para el caso A1 (sin R.O.) podría orientar los candidatos de transmisión al caso Sin R.O., lo que se observó tendrá cargabilidad hasta miles de MVA distinta a la del caso A2 (con R.O.); por lo que se evita seguir proponiendo candidatas por esta razón y así enfocarse en el conjunto inicial.

Otro motivo para iterar sobre el mismo conjunto de candidatos es con tal de comparar más directamente el efecto de la formulación de transmisión en la siguiente sección. Aquí por ejemplo se observa que la formulación DC sí incorpora candidatos que la formulación de transporte no selecciona, mientras que el caso A1 se escoge 1 de las líneas que el caso DC-Preliminar no selecciona, lo que también muestra las variaciones en cargabilidad para una misma formulación de transmisión, lo cual muestra las diferencias en cargabilidad de las líneas entre soluciones, a pesar de ser ambos MIPgap bajo el 0,5 %. De esta forma, se podrá identificar si la formulación MISOCP en la sección siguiente incluirá o no los candidatos no seleccionados. Cambiar el conjunto de candidatos sería ideal para evitar las congestiones en los casos preliminares, y retrospectivamente es algo que se puede mejorar para tener un modelo PELP sin congestiones previo a simular el modelo de transmisión MISOCP (lo que es necesario para facilitar un mercado eléctrico común, indicado en la norma y la PELP); sin embargo, emplear los candidatos rechazados permite ver también qué líneas son rechazadas causado solo por el modelo de transmisión y evita orientar la

solución solo a las seleccionadas por la formulación usada, que también es un error de arrastre. Esto también muestra las líneas rechazadas por formulación de transporte y cómo los flujos DC-linealizado congestionan el sistema haciendo valiosa la inclusión de las líneas.

La línea candidata HVDC -Kimal 500 Opt→Polpaico 500 Opt I DC- no es seleccionada tanto en las simulaciones con formulación de transporte como en las preliminares con formulación DC-linealizado. Por lo tanto, con tal de evitar introducir error en las simulaciones con formulación MISOCP por no usar su modelo completo, se simplifica a no incluir líneas HVDC entre las líneas candidatas para el caso A1 y A2, al igual que en las simulaciones realizadas en la sección siguiente. De esta forma la única línea HVDC en el modelo será la línea Kimal-Polpaico (Lo Aguirre), formulada como una línea de transporte.

Cargabilidad líneas de transmisión

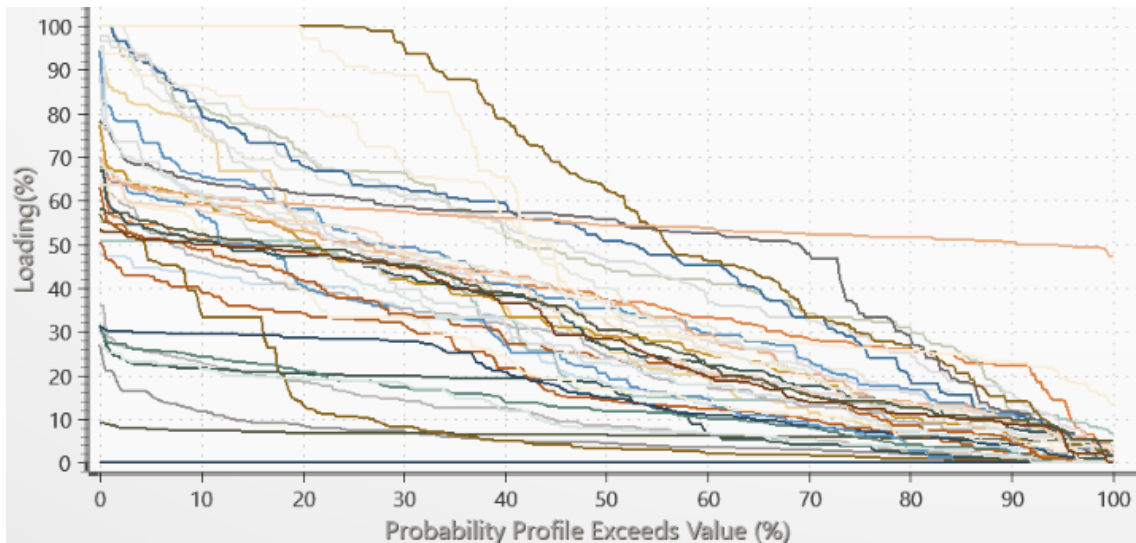


Figura 70: Cargabilidad de las líneas de transmisión en el Caso A1, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Las congestiones se hallan entre:

- Los Changos 220 Opt-Nueva Zaldivar 220: 100 %
- Los Changos 500 Opt-Parinas 500: 98 %
- Kimal 500 Opt-Los Changos 500: 100 %
- Nueva Pan de Azucar 500 Opt-Polpaico 500: 100 %
- Nueva Cardones 500 Opt-Nueva Maitencillo 500: 100 %
- Kimal 500 Opt-Polpaico 500 Opt LA: 100 % (HVDC)

Esto junto a la Tabla anterior muestra que hay líneas candidatas entre nodos con congestión que la formulación DC-linealizada (tanto DC-Preliminar como el Caso A1) prefiere no incluir: Nueva Pan de Azucar-Polpaico, Nueva Cardones-Nueva Maitencillo y la línea HVDC de larga distancia (nodos no contiguos) Kimal-Polpaico (LA).

Tabla 30: Cargabilidad de aquellas líneas de transmisión del Caso A1 que alcanzan una cargabilidad mayor o igual al 70 %; indicando si son existentes o fueron incorporadas a la red como: fijada por preselección con formulación de transporte o formulación DC-linealizada; o evaluadas con formulación DC-linealizada.

Línea de transmisión	Condición	$Cargabilidad_{max}$ %
Los Changos 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt II	Fijada DC	100
Los Changos 220 Opt->Nueva Zaldivar 220 Opt I	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt VI	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt V	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt IV	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt III	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt II	Fijada Transporte	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt I	Fijada Transporte	100
Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	Existente	100
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	Existente	100
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt LA	Existente	100
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	Existente	100
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt	Existente	98
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt I	Fijada DC	98
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt III	Fijada Transporte	98
Los Changos 500 Opt->Parinas 500 Opt II	Fijada Transporte	98
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500	Existente	97
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt I	Fijada DC	95
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt II	Fijada Transporte	95
Parinas 500 Opt->Cumbre 500 Opt	Existente	95
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt III	Fijada Transporte	95
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	Fijada Transporte	95
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt I	Fijada Transporte	95
Lagunas 220 Opt->Kimal 220 Opt	Existente	91
Parinas 500 Opt->Cumbre 500 Opt I	Fijada Transporte	89
Polpaico 500 LA Opt->Quillota 500 Opt	Existente	78
Polpaico 500 LA Opt->Alto Jahuel 500 Opt	Existente	77
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt III	Fijada Transporte	70

Se observa que ninguna líneas congestionada era parte de las evaluadas, y solo las ya fijadas o existentes tienen cargabilidad sobre el 70 %. Lo anterior indica que las congestiones se originan por falta de candidatos (que se consideraron de tal forma para orientarse a los requerimientos en A2-Sin limitar⁵⁰), a pesar de tener candidatos seleccionados sumando 9540[MVA] entre los nodos Kimal-Los Changos. Sin embargo, incluir más candidatos podría orientar la solución a las restricciones del caso A1, lo que no considera R.O.⁵¹.

⁵⁰Esto supone que el caso A2-Sin limitar puede ser indicio de la cargabilidad óptima y representativa de las líneas.

⁵¹Solo considera inercia y despacho de centrales de rápida respuesta.

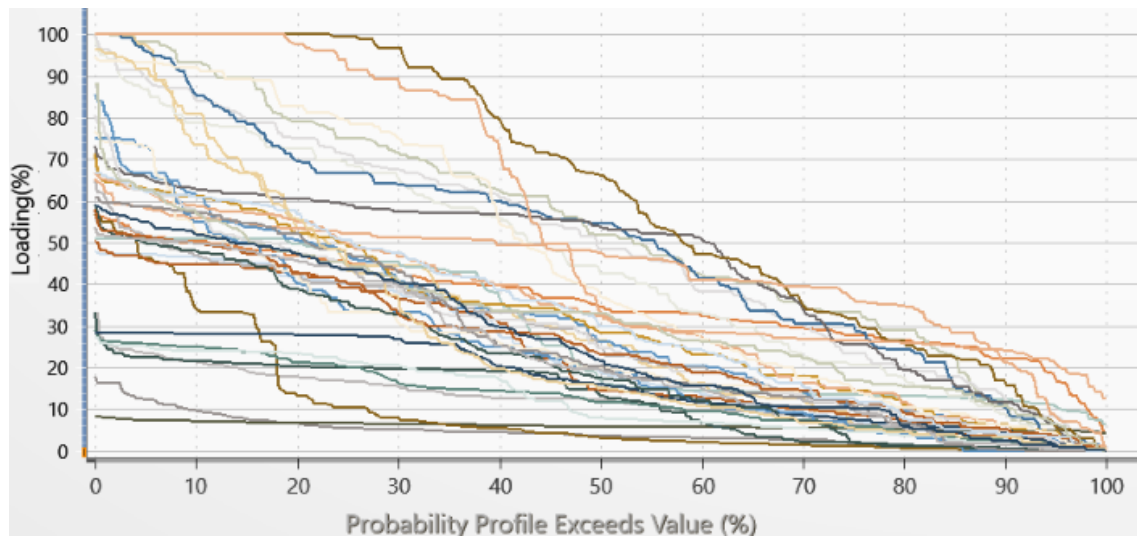


Figura 71: Cargabilidad de las líneas de transmisión en el Caso A2, para escenario Carbono Neutralidad, año 2050.

Comparando las curvas de duración, ambos casos tienen igual cantidad de líneas de transmisión, por lo que la única diferencia viene dada por incluir las R.O. que A2 contiene. En ambos casos el sistema tiene cargabilidades similares, pero menores en el caso A2, al igual que menores pérdidas (como se observó en la Tabla 24), lo cual es un acierto con respecto a lo que se comentaba, no proponer más líneas que el caso A2-Sin limitar ya que el caso A1-Sin limitar tiene cargabilidad en sus líneas distintas, ocurriendo lo mismo en el caso A2 después del caso A1. De esta forma se orientó hacia un modelo con R.O. sin tener que cooptimizar el total de líneas de transmisión con R.O. y un bajo MIP gap, lo que habría aumentado los tiempos de simulación importantemente (por ejemplo aproximadamente los duplica para 9 líneas candidatas).

- Hay 6 líneas congestionadas que alcanzan el 100 % de cargabilidad en vez de las 12 del caso A1, y hay 12 líneas en el caso A2 que superan el 80 % de cargabilidad, siendo 25 líneas en el caso A1. Idealmente sería mejor evitar optimizar sistemas congestionados en el modelo MISOCP de la sección siguiente, lo que aumenta tiempos de simulación, al igual que se debería seguir proponiendo líneas para evitar congestiones, lo que requiere la norma para tener un mercado eléctrico común, pero esto no se realiza con tal de priorizar realizar las pruebas sobre el modelo de transmisión en la siguiente sección. Finalmente, se emplea la red conformada del caso A1 y sus 9 líneas candidatas.

Esto claramente depende de las líneas candidatas propuestas y su factibilidad, pero dado que las congestiones aun persisten, puede requerirse más líneas con tal de facilitar un mercado común al igual que la PELP, lo que es una posible diferencia a mejorar en el modelo.

4.3.2. Modelo realizado en Julia

Simular ambos modelos e identificar las diferencias clave: variables de decisión, costo final, tiempo de simulación

Tras realizar la extracción de datos del modelo realizado en Plexos, se carga este

a Julia en variables o diccionarios que contienen los parámetros del sistema. A esto se agrega tener que modificar el código original open source de [31] con las restricciones ya mencionadas. Dado la gran cantidad de restricciones de bound tightening, no se descarta que se haya cometido algún error en la adaptación a multidemanda. Leves errores en el programa causaban error por sobrescribir restricciones de igual nombre (lo cual ayudo a identificar si estaban correctamente ejecutadas). Adicionalmente, leves errores causaban infactibilidad en el problema, lo cual también ayudo a identificar errores y fue resuelto. Cada propiedad asociadas a los elementos se reviso meticulosamente. Lo anterior requirio entorno a 3 meses para su realización.

Logrando realizar simulaciones con la totalidad de la información contenida en el modelo A1 (salvo ESS y generación de embalse fijada que es parcial), se realizan las simulaciones MISOCP en Julia y se observa que estas no logran converger en tiempos razonables.

Considerando que se tiene la generación de embalse fijada y no se modela ESS, esto debería reducir los tiempos de simulación del modelo A1 de 30 minutos a por lo menos 20. Pese a esto, optimizar minimizando costos con el modelo MISOCP tiene tiempos de simulación de 179.000[s] (149 veces más) sin hallar una solución, por lo que hallar un MIPgap de 0,5 % se puede considerar requiere varias veces mayores tiempo de simulación.

- A modo de ejemplo, converger desde un gap 10 % a uno de 5 % demoraría más del doble de tiempo simulado para llegar al de 10 %. Por otra parte, ocurre lo mismo para reducirlo a 2,5 %, 1,25 %, 0,75 % y 0,35 %. Se dice que los tiempos de simulación de un problema de optimización eficiente son polinómicos, por lo que, por dar una aproximación, reducir un gap de 10 % a 0,5 % tomaría al menos $2^5 \cdot t_{10\%}$, es decir, si solo fuese el doble (ideal), y se alcanzara un gap de 10 % inmediatamente en 179,000[s], se demoraría 4,768 veces más que un DC-linealizado en llegar a un 0,5 % que asegure la calidad de la solución. Pero dado que no converge, se puede estimar que demorara más que esto (en caso de converger).

Por otra parte, si se logra identificar el tamaño del problema y el Best Bound, 0,20969[10¹¹\$], correspondiente al valor del problema con variables enteras continuas, es decir, relajado y de menor valor. Tomando el caso de minimizar costos como el caso más deseable, la tabla de resultados generales se actualiza:

Tabla 31: Resultados generales del modelo PELP, incluyendo resultados caso B para una formulación MISOCP de los flujos y líneas candidatas, año 2050.

Casos	Sin limitar Transmisión				Prelim. Transp.	Prelim. DC	A1		A2	Sin ESS, Hidro Emb-Serie Fijas
	Sin R.O.		Con R.O.		Sin R.O.	Sin R.O.	Sin R.O.	Con R.O.	B	Sin R.O.
L.Cand.					69	17	9	0		9
Non zeros					2.042.623	1.947.373	1.914.517	4.065.692		4.909.949
V. Enteras					22.239	22.187	22.179	22.170		10.632
V. Continuas					956.662	956.662	955.123	949.936		1.164.315
Gap	1.17 %	0.20 %	0.26 %	0.0471 %	0.4845 %	0.4317 %	0.4960 %	0.3538 %		
F.O.	1.19603	1.18653	1.26235	1.26141	1.23694	1.18812	1.17421	1.25007		
C.T.N.O.					0	0.14148	0.15913	0.15913		0.15913
Tiempo	0:02:58	0:58:24	0:19:29	4:30:28	26:42:48	6:51:26	0:31:04	0:59:28		>>49:44:00
E.n.S.[GWh]	0	0	18.36	16.54	0	0	0	0		
Perdidas[TWh]		64.35		39.31	41.65	39.97	40.42 (15 %)	26.32 (10 %)		

Se observa que el problema en sus Non-zeros es 20 % mayor a A2, teniendo

esta matriz de coeficientes restricciones no lineales asociadas a la cónica de segundo orden (SOC). Además tiene un 52 % menor cantidad de variables enteras (inc. binarias) que A2, y un 22 % mayor cantidad de variables continuas; sin embargo, los tiempos son drásticamente mayores. Por otra parte, el Best Bound esta un orden de magnitud menor al de las simulaciones en A1, esto es porque el Best Bound en las simulaciones aumenta a medida que se alcanza mejor gap, dado que se descartan soluciones infactibles a medida que se obtienen soluciones, por lo que aún puede alcanzar valores similares o mayores. Por otra parte, también se destaca que durante las simulaciones (a mediados de esta) se requirieron 13,6[GB] de RAM, desconociéndose si habrá alcanzado peaks más altos. Esto es bueno, ya que existía el riesgo de aumentar la demanda RAM como se señalaba en una referencia. En las referencias investigadas, no se presentó un GTEP con valores reales como los que se utilizaron en esta memoria, por lo que esto es un resultado novedoso, y aplicado al SEN (y sus simplificaciones).

Adicionalmente, como se mencionó en el desarrollo, con tal de buscar una alternativa, se nota que en [31] el problema es planteado para minimizar pérdidas y la inversión en líneas candidatas, por lo que se prueba con esto (en vez de minimizar costos) como alternativa. Sin embargo, se halla que a los 177,000[s] aun no se halla solución, por lo que, por los mismos motivos de convergencia de gap, también no tiene posibilidad de converger en tiempo razonable.

Finalmente, se prueba con reducir la demanda de todos los nodos a la mitad, lo que reduciría la congestión y facilitaría tener mayor linealidad, y por ende, facilitar la convergencia. Sin embargo, se comprueba que tampoco logra hallar soluciones en menos de 83,000[s].

4.4. Discusión

4.4.1. Modelo extraído de Plexos

Recordando que el modelo en Plexos de la PELP de la primera sección difiere del de la segunda sección, el modelo de la segunda sección corresponde al que fue extraído con tal de ser empleado para realizar un modelo de transmisión más detallado que flujos DC, denominado MISOCP. Esto requirió realizar mayor número de simplificaciones que las que fueron utilizadas en el modelo de la primera sección y, Por ello, se vuelve secundario a lo principal y su discusión se deja en este Anexo. Se comenta sobretodo su exactitud, sus diferencias con respecto a la PELP y la manera en que se optimizó las líneas para facilitar simular el modelo MISOCP.

Nivel de detalle:

El número de bloques empleado de 16 por mes en vez de horario como en la PELP y la separación de sus restricciones de reserva en R.O. en modelos secuenciales causa diferencias entre las simulaciones (lo cual también fue identificado por el informe Diagnostico de la PET 2022); esto en los resultados son de similar magnitud a las diferencias con respecto a los resultados de la PELP, por lo que las diferencias con respecto a la PELP son importantes. A esto se agrega el error de arrastre por fijar (preseleccionar sin volver a optimizar) 60 candidatos de transmisión empleados, estos son fijados en la red por selección en los casos preliminares con formulación de

transporte y DC, con un error en CAPEX de transmisión menor a 1,43 %, empleando las sobrecargas del caso A2-Sin limitar como indicador de la potencia requerida (esto considerado con tal de imitar sus flujos, los cuales considera restricciones operacionales que tiene relevancia en la cargabilidad de las líneas); esto a su vez permitió reducir el tiempo de simulación al reducir progresivamente el número de candidatos de transmisión, a la vez que también permitió optimizar inicialmente una gran cantidad de candidatos de distinto tamaño, conjunto que se mantiene para facilitar la comparación; esta metodología para determinar los candidatos podría ser mejorada, sin embargo, se consideró para esta investigación simplificada una solución viable con tal de optimizar una gran cantidad de candidatos (69 candidatos con 33 líneas existentes), considerando además que en el informe de Plan de Obras 2020 (Apéndice de la PET 2020) se emplea flujos de transporte para evaluar la oferta energética empleada en la PET [22]. Todo lo anterior, reduce el nivel de detalle y exactitud con tal de llegar a tiempos de simulación de 30 min. aprox., lo que es necesario dado que es esperable que los tiempos de simulación por emplear flujos MISOCP sean por lo menos 100 veces mayores o incluso 200 veces más (depende del sistema, y dado que los antecedentes suelen ser un TEP de única demanda o un OPF sin almacenamiento, estos pueden ser drásticamente mayores). Lo anterior, además, tiene la ventaja de alcanzar un MIP gap inferior a 0,5 % en menor tiempo, lo cual si bien no es un indicador de óptimo global para optimización MIP (Manual Plexos), si se halla puede ser una mejor forma de comparar las simulaciones en vez de simplemente indicar un tiempo limite; de esta forma se halla que permite seguir mejorando la solución al reducir la F.O. en milésimas, lo cual es importante ya que representan cientos de millones de dólares, lo que se ve reflejado en el MIPgap, lo que a su vez facilita tener soluciones cercanas al óptimo global (del problema relajado MILP) que comparar posteriormente al remplazar el modelo de transmisión (DC y MISOCP). Se requiere bajo MIP gap con tal de que se atribuya directamente la diferencia en F.O. a la formulación de transmisión, excluyendo diferencias por óptimos locales.

Efecto de modificar las restricciones operacionales

Emplear la b.d. de la PET 2022 en Plexos orientó la investigación a utilizar la metodología del Coordinador como referencia, facilitado por estar contenido en la b.d., por ello se profundizó las restricciones operacionales que en el informe de la PET se propone en remplazo de las de la PELP, lo cual se interpretó como una mejora que permitía agregar este concepto como un elemento de comparación, ya que agregar mayor detalle al modelo de transmisión requiere sacrificar detalle en otros elementos para mantener tiempos de simulación similares, por ello comparar el impacto en la F.O. de las R.O. permite concluir de manera más integral, y permite profundizar la robustez de la solución (cual modelo es más exacto, confiable y de mayor impacto).

Líneas candidatas empleadas

Se observa que aumenta rápidamente los tiempos de simulación al aumentar el número de candidatos de transmisión, esto con tal de:

- Cooptimizar generación, transmisión y ESS.

- Que no haya congestiones.
- Que haya múltiples candidatos en paralelo para ajustar la potencia de la ampliación con mayor exactitud (reduciendo el error por discretizar).
- Alcanzar un bajo MIP gap (errático, se observa tiende a ser no lineal el progreso de reducir el MIPgap).

Los tiempos de simulación aumentan rápidamente (siendo aun un modelo MILP). Dado que posteriormente, al utilizar el modelo MISOCP, se puede esperar tiempos de simulación hasta 100 veces mayores a los MILP, ya que los tiempos crecen de forma no lineal, se vuelve necesario reducir la cantidad de candidatos de transmisión previo a simular como MISOCP, de manera similar a lo que se haría al simular flujos DC y posteriormente confirmar en un flujo AC sin cooptimizar expansión.

Simulaciones no presentadas de lo que sería el caso A1 con 12 líneas candidatas y un menor MIP gap al presentado en resultados (0,2 %) demora en torno a 8 horas (473 minutos), por lo cual simular el mismo caso como MISOCP podría demorar hasta 33 días (47.300 minutos) para un MIPgap en torno a 0,2 %. Por lo anterior, con tal de mantener un bajo MIPgap para mantener la calidad de la solución, se aumento el MIPgap a 0,5 % y se redujo a 9 el número de candidatos a usar en A1, lo que sera empleado con modelo de Plexos a extraer para ser implementado para el caso con formulación MISOCP, denominado como B.

Se requirió cooptimizar múltiples líneas candidatas dado que hay un importante aumento de la demanda proyectado para el año 2050, escenario Carbono Neutralidad, lo cual a su vez también requiere un bajo MIPgap con tal de no aumentar el número de corredores erróneamente por una solución suboptima (se realiza comparaciones entre flujos para distinto MIP gap y hubo diferencias importantes, como se puede ver en la Tabla de resultados generales 24). Todo esto, junto a que los flujos no consideran reactivos y que los resultados que se halla ya tienen importantes simplificaciones por ser realizadas en un computador personal, se estima que no es necesario profundizar en una metodología para hallar candidatas dado que no es el objetivo principal y por ello se simplifica a utilizar los flujos en A2-Sin limitar como forma de proponer candidatos, lo que se podría mejorar para obtener resultados más cercanos a la PELP. El conjunto de candidatos definido además itera sobre los que no fueron seleccionados en vez de proponer expandir los tramos con mayor congestión, lo que permitiría ver el efecto o aporte que realiza cada formulación de transmisión, de transporte y DC a la solución, donde se selecciona sobre las líneas que el caso anterior rechaza, ya sea por MIPgap de hallar una mejor solución al probar la misma formulación por más tiempo, o bien la necesidad de expandir líneas que son necesarias por el aumento de congestión que provoca emplear formulación DC y la congestión angular en el sistema enmallado que esto provoca (esto en la primera sección se concluyo puede ser evitado de forma realista usando flujos de transporte, ya que una compensación de bajo costo en vez de una línea en paralelo es más plausible); mostrando que hay líneas congestionadas que no se expanden (candidatos en paralelo a otras líneas).

- Mantener el mismo conjunto de candidatos de transmisión y evitar proponer nuevos candidatos de acuerdo a las congestiones observadas también favorece

identificar más fácilmente como la formulación de transmisión afecta a la solución original, en específico, los candidatos que son rechazados que se halla posteriormente son óptimos.

A lo anterior, como se puede ver en resultados, hay 12 líneas del total de líneas en el sistema (100) que sobrepasan el 80 % de cargabilidad, alcanzando 6 el 100 %. El informe de la PET 2022 requiere por norma evitar líneas congestionadas por lo que, de acuerdo al criterio de la PET, faltaría mayor cantidad de líneas candidatas, pero esto requeriría que se siga proponiendo candidatos al modelo, habiendo ya tramos con gran cantidad de transferencia que podría ser podría resultar infactible o irrealista, por lo que se considera apropiado limitarse al conjunto ya definido.

Falta de iteración y diferencias por b.d. y demanda

Dado que se utiliza una b.d. del Coordinador para la PET y no la PELP, y que no se utiliza la metodología de iterar múltiples veces la solución con múltiples modelos de proyección como lo hace la PELP, esto puede causar diferencias en las demanda que se introduce al modelo eléctrico. Se pudo identificar previo a simular que la demanda a emplear tiene diferencias con respecto a la que fue utilizado en el informe de la PELP; en particular, el horario de la demanda por producción de H2 se consideró adecuado desplazarla a horarios de sol dado que facilitaba acercarse a la forma de la demanda de la PELP preliminar, esto fue con tal de no alejarse de resultados publicados que servían como referencia. Esto causó menor expansión de generación eólica en las simulaciones remplazada por un mayor aumento de la expansión solar fv coolocalizada y temporalmente coincidente con esta demanda.

La demanda también mostró diferencias en su magnitud total, por lo que se empleó la demanda de Transmisión Acelerada en vez de la de Carbono Neutralidad del archivo de demanda proporcionado por correferentes con tal de tener una demanda similar a la que el informe preliminar de la PELP presenta, para el escenario Carbono Neutralidad que se buscó replicar. Lo anterior resulto asemejarse de mejor forma a la demanda publicada, siendo la demanda por electromovilidad en horarios de noche una posible diferencia. La demanda además requirió ser intrapolada desde 24 valores (24 horas) a 28-30 valores asignados a cada día del año 2050 con tal de ser ingresados de igual forma que la presente en la b.d.; los costos de emisiones se aplico de acuerdo a lo desarrollado y pueden surgir diferencias con los empleados en Ameba. La b.d. no consideraba COMA por lo que se agrego estos a generación.

Comparación con resultados oficiales

Las gráficas analizadas son las mismas que se emplea en el informe preliminar de la PELP [1] con tal de facilitar la comparación con los resultados públicos que esta tiene.

No hay información con respecto al costo total del sistema con resultados oficiales, por lo que no se compara esto. Sin embargo, se recuerda que los resultados de costos consideran End Effects Method en los costos operacionales en Plexos, lo que aumenta varias veces su costo y altera los resultados. Esto junto a considerar solo el año 2050, las diferencias en demanda, las diferencias en candidatos de ESS y

transmisión, que dificultan la comparación.

El modelo resultante no posee E.n.S.; No hay información al respecto en el informe preliminar de la PELP con lo cual comparar. De igual forma las pérdidas corresponden al 15 % en el Caso A1 y a 10 % en el Caso A2, donde se tiene menor cargabilidad y congestión, lo cual tampoco se tiene información pública de la PELP para comparar. De igual forma, con respecto al número de candidatos de transmisión no hay referencias desde la PELP para comparar. Por otra parte, con respecto al tamaño del problema y el tiempo empleado en las simulaciones no hay referencias públicas para comparar.

Robustez de la solución

De acuerdo a los antecedentes sobre robustez de la solución (reunidos de citas puntuales) indicados en la subsección Antecedentes de la primera sección y Anexo, los aspectos clave en la robustez del modelo se pueden ver en lo siguiente:

- Eventos de alto impacto y baja probabilidad: Se simplifica como parte de la planificación determinista estática, la que no tiene dinámica de costo, dinámica de expansión y solo emplea 1 escenario de factores (Carbono Neutralidad) y 1 escenario hidrológico seco.
- Resiliente: se separa la aplicación de R.O. en 2 etapas con tal de reducir tiempos de simulación, sin comprobar con flujos exactos.
- Confiabilidad: Se alcanza de acuerdo a la simulación en Plexos un año sin energía no servida para todo el año, aunque esto es sin considerar fallas aleatorias, lo que es simplificado.
- Factibilidad: Dado que tanto para el Caso A1 como A2 no se realizan estudios eléctrico, la factibilidad de la solución puede requerir ajustes, lo cual es similar a la PELP, ya que en esta no se indica que haya una metodología de estudios eléctricos en su informe [1]).

- Con tal de reducir el número de candidatos, hay líneas candidatas de 3000, 4000 o 5000 [MVA] que son equivalente de 2 o más líneas en paralelo. Esto emplea las líneas candidatas que estaban en la b.d. que fueron replicadas con tal de reducir los altos niveles de congestión e implementadas como equivalentes para reducir tiempos de simulación.

- Se podría mejorar el aspecto sobre la operación económica y de garantizar un mercado común con menores congestiones, lo que requiere la norma y la PELP, pero esto requeriría mayor cantidad de candidatos de transmisión y podría ser un exceso.

- Optimización global: tanto el caso A1 y A2 al igual que la PELP emplean formulación MILP, lo cual es convexo y puede ser resuelto eficientemente por diversos optimizadores y aplicado a gran escala hasta un óptimo global del problema (no necesariamente el real del problema exacto, que es lo que se

investiga al utilizar un modelo de transmisión MISOCP más detallado).

- Se podría emplear un MIP gap más bajo que 0,5 %, con tal de ahorrar cientos de millones de dólares, pero aumentaría tiempos de simulación drásticamente por ser no lineal su comportamiento.

- Evitar error de arrastre: El caso A1 y A2 ambos se proponen en base a proponer y seleccionar preliminarmente candidatos de transmisión previamente con formulación de transporte y posteriormente con flujos DC, ambos previos al caso A1 y A2, como se presenta en las Tablas de selección de candidatos. Esto además de tener un error asociado a la formulación DC, también tiene un error de arrastre por emplear formulación de transporte y fijar líneas preliminarmente por un CAPEX no mayor a un 1,43 %. Este error de arrastre por cooptimizar y fijar líneas candidatas de transmisión por formulación de transporte hace que la solución sea menos robusta por este aspecto, dado que es básicamente reducir el espacio solución a la combinación de líneas que se van fijando, lo que puede ser una solución subóptima. Por otra parte, separar las restricciones operacionales en dos modelos secuenciales también causa soluciones subóptimas en A2 por fijar la transmisión en A1 con restricciones distintas. Por lo anterior, se valida que sea necesario recurrir a un modelo de transporte en la PELP, lo que a su vez causa una solución que se traduce en una matriz de cooptimización que puede tener error de arrastre en la PET.

- El modelo secuencial empleado para incluir las R.O. en A2 con la solución de transmisión fijada desde A1 (el modelo sin las R.O.) también imita lo que ocurre al usar menor cantidad de R.O. en la PELP e ingresar su solución en la PET, por lo que las diferencias entre A1 y A2 son diferencias plausibles entre la PELP y la PET.

4.4.2. Modelo realizado en Julia

Los resultados en general apuntan a que no es aplicable realizar flujos MISOCP considerando expansión de generación y múltiples demandas, sin embargo, aun es factible converger en un tiempo razonable a una solución para un TEP de demanda única, como en [31], teniendo también la posibilidad de minimizar pérdidas en vez de costos, o bien reducir la demanda para facilitar hallar una solución.

Es importante destacar que la capacidad instalada excesiva en transmisión puede ser ocasionado por congestiones en transformadores que pudo haberse relajado previamente para evitar que interfieran en la solución. A lo anterior se agrega que las líneas de transmisión empleadas pudieron haber tenido mayor dificultad al converger debido a que no fueron optimizadas considerando que para las líneas de transmisión de mayor distancia se tiende a ser preferible utilizar compensación capacitiva serie con tal de mejorar su capacidad por límite de tensión. Esto pudo haber dificultado que converja a una solución, sin embargo, la optimización tiene la posibilidad de incorporar compensación capacitiva shunt y recurrir a E.n.S. como ultima instancia, destacando que el optimizador luego de casi 50 horas de simulación no descarto la factibilidad del problema, recordando que el mismo problema de planificación con flujos DC demora 31 minutos, con ESS y modelación de embalses adicional, por lo que hubo tiempos de simulación significativamente mayores a los de un flujo DC

sin haber descartado factibilidad, lo que es una capacidad del optimizador. A lo anterior se agrega como mejora considerar reactores shunt que puedan ser activados para reducir sobretensiones por baja cargabilidad de las líneas.

En [31] se probó la realización de flujos MISOCP con el programa open source que propone, utilizado como base para esta investigación (pero sin expansión de generación y multidemanda) y se halló en bajos tiempos de simulación una solución (lo cual se comprobó con los sistemas de prueba que contiene); tiempos que pueden ser drásticamente más altos para el mismo problema si se opta por agregar mayor nivel de detalle disponible en el mismo código, como se comentaba. Más aun, si en vez de minimizar costos se opta por minimizar pérdidas, se podría seguir en línea del planteamiento original en [31], que podría facilitar una solución. De igual forma, lo mismo aplica a reducir la demanda, por lo se realizó pruebas para ambos casos sin éxito. Alternativamente podría expandirse generación para menores bloques de demanda. Lo anterior son propuestas alternativas con tal de buscar acercamientos que logren converger en tiempo razonable. En base a lo expuesto en [31], no se explica claramente por qué se prefiere minimizar pérdidas e inversión en líneas candidatas en vez del costo total, requiriendo profundizar en sus referencias.

En base a la investigación realizada, no es claro si el enfoque que tienen estos estudios ha sido validado como una herramienta de planificación indispensable, ya que se suele hacer comparaciones con OPF de SDP o OPF con flujos DC, pero no con un problema de optimización completo que incluya UC linealizado, expansión de generación, multidemanda o ESS, que es lo que se realizó en esta investigación. Las referencias se suelen enfocar en reducir el gap para múltiples sistemas (con tal de validar su efectividad), y la posibilidad de reducir costos con respecto a un flujo DC u otros modelos, pero esto no considera la necesidad de cooptimizar múltiples generadores, líneas y ESS para múltiples demandas; estos estudios suelen ser enfocados en casos particulares, sin expandir generación, como es el caso del TEP en [31] en que se basa las simulaciones.

Analizar la robustez de la solución sujeta a la simplificación del modelo de la red de la transmisión.

¿Una PELP con transmisión DC-linealizada se puede subsanar posteriormente sin consecuencias adversas en la PET?

La metodología realizada muestra que es necesario reducir el número de candidatos de transmisión utilizando flujos de transporte o DC-linealizado antes de realizar flujos más exactos para mantener los tiempos de simulación razonables, esto considera fijar y no cooptimizar un CAPEX en transmisión de 12,86 %, tomando como referencia el costo total del GSTEP con formulación de transporte.

- Se podría considerar que puede haber un error de arrastre por fijar líneas seleccionadas sin considerar flujo de reactivos, error en los flujos DC que cobra importancia cuando hay altos niveles de cargabilidad sobretodo (considerando que se haga un sistema reducido representativo).

- Sin embargo, considerando que las líneas durante los flujos DC tienen

mayor cargabilidad y que tendían a seleccionar líneas no seleccionadas por los flujos de transporte (Tablas 28 y 29), esto indica que los flujos DC, a pesar de tener menor valor las líneas por acotar sus ángulos y ofrecer menor capacidad, aún así era posible su ingreso con tal de evitar congestiones, congestiones que se acentúan cuando se limita los ángulos, por lo que las líneas candidatas en flujos DC pierden valor por tener cotas en sus ángulos, pero ganan valor ya que el sistema puede tener congestiones por los ángulos que compensar.

- Por lo anterior, se puede suponer que las congestiones facilita agregar líneas candidatas. En un sistema con baja cargabilidad, no sería claro la necesidad de líneas, dependería de optimizar reducir las pérdidas y el valor que esto tiene. Por otra parte, en un sistema con congestiones, las líneas ganarían valor (como las ESS cuando hay demanda nocturna).

- Recordando las referencias que comparan flujos DC con flujos exactos, el error se mantiene bajo si hay baja cargabilidad de las líneas, por lo que se reduce la necesidad de hacer flujos más exactos (aunque, como se recomienda en [17], siempre es bueno verificar en un flujo exacto con mayor cantidad de nodos).

- Respaldo por la Figura 51 [17] de errores en flujos DC-linealizado para demanda alta, resdespacho o contingencia, y el aumento de error en el caso 6 cuando se aumenta la demanda para flujos para operación normal (caso 5) en la Figura 50: el error en los flujos DC-linealizado aumenta cuando la cargabilidad de las líneas se acentúa, en parte debido a que las líneas sobrepasan su potencia SIL, lo que aumenta su demanda de reactivos [21]. Por otra parte, ya que para baja cargabilidad de las líneas por flujos activos en condiciones normales se reduce el error considerablemente (caso 6 en Figura 50), se puede considerar que el flujo de reactivos para mantener tensiones en norma cuando hay flujos activos normales es efectivamente despreciable en un modelo DC-linealizado (aunque puede escalar entorno a un 5 % en algunas líneas del sistema).

- Dicho lo anterior, se deduce que realizar flujos DC cuando se presentan congestiones o se supera la potencia SIL de las líneas es desaconsejable. Esto es coherente en la practica, ya que la PET buscar expandir líneas que alcancen alta cargabilidad.

- Como se comento anteriormente, mantener líneas con cargabilidad menor o cercana a su potencia SIL facilitaría tener no más de un 6 % de error en los flujos DC.

- Con los antecedentes anteriores: se puede suponer que el valor de las líneas aumenta levemente cuando se considera flujo de reactivos si hay baja cargabilidad en las líneas, ya que contribuiría sobretodo a reducir las pérdidas que aumentan con los reactivos; y que este valor sube cuando hay alta cargabilidad en las líneas y existe la posibilidad de congestiones por estos flujos reactivos. Por esto, fijar las líneas seleccionadas con flujos DC-linealizado, dado el bajo error que tienen, puede ser recomendable si las líneas tienen baja cargabilidad. En adición a esto, como indica la referencia [17], se recomienda

verificar con flujos exactos y múltiples nodos para prevenir congestiones.

- En base a esto, se puede suponer que simular múltiples líneas con formulación DC-linealizado acotando los flujos a no más de la potencia SIL puede tener resultados confiables (esto es una hipótesis en base a los antecedentes en [21] que no se investiga).

Realizar flujos MISOCP no resulta compatible con un modelo de planificación robusto (cooptimizar un GTSEP con multidemanda); es preferible un modelo DC-linealizado más robusto como el de Plexos para realizar la evaluación económica. Por ende, el aporte de un TEP podría ser un paso **solo de comprobación** para comprobar la selección de las líneas, no sirviendo para la evaluación económica en el modelo más completo, en ese caso, los flujos DC y con baja cargabilidad parece ser el método más práctico.

- Si se mantiene una baja-media cargabilidad de las líneas, los flujos DC tendrían menor error en la PELP. Sin embargo, el error en los flujos durante redespacho o alta demanda puede ser mayor al 6 % del caso particular en la Figura 50. Si los flujos alcanzan alta cargabilidad, un modelo DC-linealizado en la PELP por si solo no identificaría correctamente la cargabilidad de las líneas a causa de los flujos reactivos; por lo que al realizar flujos exactos durante contingencias o redespachos solamente en la PET se hallaría distinta cargabilidad en las líneas, lo que orienta la expansión de estas y no sería aprovechado o retroalimentado en la PELP.

- Como se vio en la Figura 6, la PET se encarga de identificar inversiones en transmisión incluyendo estudios eléctricos de detalle a través de software especializado (DIgSilent), en donde se evalúa: estabilidad de frecuencia, de tensión, angular, perfiles de tensión y cargabilidad del sistema; como también competencia y el principio de operación económica. Para ello primero debe contar con la red de transmisión interregional y con generación presente y futura, ambas proyectadas/cooptimizadas en la PELP.

- Una proyección en generación subóptima proveniente de la PELP afectaría a la capacidad instalada y los balances de energía en cada nodo en los estudios de la PET, y por ende la cargabilidad, estudios de estabilidad, entre otros. Esto se debe a que tomar proyecciones de generación como dato no es reversible, puesto que no se considera como variable de optimización.

- La PET 2022 diagnostica correctamente los flujos que habrá realizando flujos exactos durante condiciones de alta demanda o contingencias (criterio N-1), retroalimentando a un modelo de oferta energética DC-linealizado los límites de potencia N-1 en las líneas que estime.

- Esto en efecto modificaría los flujos interregionales y la capacidad total de las líneas, lo que orientaría la solución a largo plazo en una dirección que un flujo DC-linealizado no aprovecharía, por lo que se requeriría iterar entre flujos exactos, obtener capacidad N-1 y cooptimizar flujos DC nuevamente.

- Esto también se diferenciaría por la inclusión de restricciones operacionales de detalle, como se vio en la PET 2022 Diagnostico al volver a proyectar la oferta energética, descartando la matriz de cooptimización con horizonte de 30 años de la PELP (y usando 20 años).

- Por lo anterior, existen diferencias en los flujos que la PELP no podría estar viendo si no retroalimenta flujos exactos al problema de optimización, lo que ocasionaría una solución suboptima en la PET que si los esta revisando.

- Adicionalmente, la oferta energética que indique la matriz de cooptimización de la PELP orientaría los estudios eléctricos de la PET sin ser corregido posteriormente, dado que se incluye como un dato no optimizado, por lo que para subsanarlo tendría que necesariamente volver a cooptimizar el modelo completo y descartar la matriz de cooptimización, lo que puede ser una des-coordinación entre la PELP y la PET dado que consideran distinto horizonte y proyecciones de niveles de demanda, lo que ocurrió en la PET 2022 con tal de modificar los supuestos del modelo de cooptimización.

- El hecho de que las líneas candidatas en la b.d. de la PET sean insuficientes y que presenten congestiones para la demanda de la PELP en el año 2050 da cuenta de la forma en que se proyecta menores dimensiones en las líneas, y como finalmente se orienta la planificación de la PET al horizonte de 20 años.

Finalmente, haciendo resumen de las referencias, se tiene las siguientes ventajas y desventajas de incluir un modelo MISOCP en vez de un flujo DC-linealizado en el modelo de la PELP, aunque como se comento, un problema MISOCP no resulta practico para el modelo general de la PELP:

Ventajas:

- Suele converger, con excepciones en casos de alta congestión, siendo posible su aplicación a un AC-OPF (no de planificación) de 30,000 nodos y tardar menos de hora y media [26]. Sin embargo esto esto sin considerar introducir variables de expansión en generación y ESS, o multidemanda, que aumentan drásticamente los tiempos de simulación.
- Permite asegurar factibilidad de la solución hallada. [28].
 - En el caso de la PELP, dado que los flujos DC suelen converger a pesar de no ser factibles [17], descartaría soluciones no factibles y evitaría realizar estudios eléctricos innecesarios en la PET en estos casos.
- Permite prever los reactivos que requieren las líneas y así optimizar la generación y reserva de reactivos a largo plazo.
 - Las líneas por sobre su potencia SIL (aprox. 60-70 % de su capacidad) consumen reactivos, por lo que en un sistema congestionado, con redespachos o con criterio N-1 existe mayor demanda de estos, lo que afecta al control de tensión (servicio complementario), y afecta a la potencia disponible que pueden

suministrar los generadores y su reserva, lo cual también es un servicio complementario (y actualmente el costo por servicios complementarios ha aumentado considerablemente). Por lo que poder incluir los reactivos directamente en la optimización parece interesante para reducir el costo de servicios complementarios al mejorar la compensación reactiva de la red. Sin embargo, dado que se demostró es poco práctico realizar un modelo MISOCP en el modelo general, solo se puede realizar esto en un modelo posterior a la cooptimización, teniendo ya fijada la expansión de la generación, y ojala para baja cantidad de demandas.

- La PET 2022 analizó incorporar condensadores síncronos para robustecer la estabilidad de tensión estática y dinámica de la red a causa de la alta inserción de generación en base a inversores en la red, esto se hizo iterativamente probando agregar 150-300[MVA] de CS en nodos durante situaciones críticas.

- El control PV que suele tener la generación depende de los niveles de tensión para determinar sus reactivos inyectados, lo que limita su componente de corriente para potencia activa por limitadores de corriente.

- Esto debe ser identificado en estudios eléctricos que compensen reactivos para así corregir las tensiones, lo cual se retroalimenta iterativamente a la cooptimización para volver simular.

- Queda abierta la pregunta: ¿el tiempo usado para realizar y retroalimentar un estudio eléctrico se podría invertir en MISOCP en un modelo secuencial a la PELP?

- En teoría, dado que asegura tener una solución con tensiones en norma, esto facilita tener mayor estabilidad de tensión para los escenarios de alta demanda.

- La capacidad de inyectar reactivos por parte de las BESS apoya a la resiliencia del sistema. Por ende, la capacidad de optimizar un modelo que incluya reactivos permite asegurar requerimientos de reactivos en el sistema.

- Permite realizar flujos con mayor exactitud, lo cual permite realizar flujos con contingencias N-1 con mayor exactitud y evitar subsanar posteriormente en la PET al comprobar con flujos AC-OPF la necesidad de nuevas líneas, lo que requiere una nueva cooptimización que básicamente descarte la solución inicial (y por ende información de la PELP, lo cual puede causar una descoordinación).

- Dado que actualmente la norma indica que se utilice la matriz de proyectos de generación y transmisión generada por la PELP, esta no cooptimiza nuevas líneas para el cumplimiento de capacidad N-1, lo cual viene de estudios eléctricos posteriores en la PET, por ende, se podría haber cooptimizado al aprovechar estas holguras adicionales y la reducción en las pérdidas: en el informe diagnóstico [4] se indica que los estudios eléctricos son retroalimentados, incluyendo N-1 y fortaleza de la red, lo cual afecta la matriz de generación y necesidades de ampliación.

- Permite identificar un óptimo global gracias a la convexidad de la formulación cercano al real (debido a que la relajación convexa SOC tiene alta exactitud⁵²), que en el caso con flujos DC se esta optimizando arriesgando un error

- La función objetivo de la formulación SOCP para el modelo de transmisión es un lower bound al problema original (exacto). [31]

- Con respecto a las ZIP loads, [20] indica que estos modelos permiten modelar con mayor exactitud generación con inversores, dado que modela mejor la componente de fuente de corriente. Esta referencia evalúa brevemente la relajación SOC y SDP, considerando una ZIP de corriente constante simplificada a una carga de potencia constante, lo cual es solo valido si la tensión es fija (no asegurado por flujos DC pero si por SOC), y hallando errores en las tensiones menores a $4 \cdot 10^{-3}$ en los casos analizados de 33, 85 y 141 barras de la IEEE, con una solución óptima entorno a 0.998 y 1.002 veces el valor óptimo de un modelo exacto con flujos AC y carga ZIP exacta.

- En el SEN se proyecta generación distribuida aproximadamente de 4[GW] a 2029 y 7[GW] al 2050 para C.N. (p. 117) [1]. Esto podría tener filtros y compensación reactiva a nivel de distribución que eviten el error; habría que investigar si esto anula la componente de corriente constante de la potencia, evitando así los flujos hacía transmisión.

Desventajas:

- Es bastante impredecible los tiempos de simulación y depende del sistema.

- Mayor cantidad de nodos no implica más lentitud o peor gap.

- El modelo de flujos SOCP aplicado a un AC-OPF analizado en [28] o [26]⁵³, entre otros⁵⁴, pueden demorar impredeciblemente o incluso fallar⁵⁵ en converger a gaps⁵⁶ cercanos a 0,5 % – 5 %, incluso 20 % excepcionalmente; particularmente en casos de congestión o ciertos sistemas específicos y de gran escala.

- Los flujos MISOCP no siempre convergen en problemas de gran escala (cientos o miles de nodos) o condiciones de mayor congestión, tardando más o teniendo gaps más altos para un mismo tiempo de computo [31], lo cual es una desventaja con respecto a problemas con flujos DC que siempre convergen. Sin embargo, en un caso de expansión de la transmisión exclusivamente, la referencia [31] indica que es más conveniente realizar el upper bound como AC-OPF junto a las variables de inversión procedentes de un MISOCP que de

⁵²Bajo gap entre el upper y lower bound.

⁵³En esta referencia se simulan múltiples casos de estudio en condiciones de: congestión, pequeña diferencia de ángulos, operación normal, llegando a alcanzar 30,000 nodos.

⁵⁴Cercanos al estado del arte en AC-OPF (no aplicado a planificación a largo plazo).

⁵⁵Solver indica error o que se exceda limite de tiempo que uno indique, en el caso de la referencia 1,5h.

⁵⁶La diferencia en valor que toma la función objetivo entre el problema exacto y el relajado.

un problema DCTEP, siendo *numéricamente dominante*⁵⁷.

- Puede haber resultados infactibles o subóptimos con respecto a un AC-OPF exacto.
 - Esto se evita iterando y ajustando la relajación entre iteraciones hasta lograr un menor gap que asegure la exactitud de la relajación, y por ende, la solución. Sin embargo, los indicados en [31] aumentan drásticamente los tiempos de simulación, tal como es el caso de los métodos OBBT y FBBT.
- Aunque la formulación MISOCP puede incluir formulación estocástica (poco explorado), lo cual es útil para la robustez de la solución ante la incertidumbre, esto aumentaría aún más los tiempos de simulación.
- Aumento en tiempos de simulación, que puede ser comparable al de usar flujos exactos. [42]
 - Esto es debatible, ya que se podría haber evaluado un caso con las condiciones que suelen dificultar al convergencia o con un nivel de detalle que pudo ser simplificado.
 - Aproximadamente, podría llegar a ser entorno a 100-200 veces una formulación DC-linealizada en un caso desfavorable para un OPF.
 - La formulación MISOCP facilita obtener una solución factible cuando se cumple la igualdad en la cónica, lo que requiere necesariamente verificarse con un AC-OPF con las variables candidatas halladas.

4.5. Conclusión

4.5.1. Modelo extraído de Plexos

- **Validez del modelo de la PELP y sus simplificaciones:**

Se desarrollo un modelo de la PELP , basado en el escenario Carbono Neutralidad denominado A1, con distintas simplificaciones. Las principales características son las siguientes: emplear solo inercia y despacho de unidades de control de frecuencia sin considerar reservas como la PELP (basándose en lo implementado por la PET 2022 en el mismo año que modifica la metodología de estas restricciones para la cooptimización, considerando la PELP como in-zumo); no emplear COMA en candidatos de transmisión, emplear una única demanda sin proyectar iterativamente la demanda (electromovilidad, generación distribuida y producción de H2 no es optimizado), emplear un modelo estático determinista en vez de dinámico con 30 años de horizonte, emplear el mismo sistema reducido (a diferencia de la PELP se consideró apropiado incluir la línea Kimal 220-Los Changos 220 en la b.d. dado que puede desviar flujos); la realización de una metodología para proponer sus candidatos de transmisión (dado que los de la b.d. eran insuficientes, en parte provocado

⁵⁷Se indica previo a obtener resultados, no presenta resultados o referencias al respecto.

por no considerar líneas HVDC), empleando líneas importantes del sistema como patrón (impedancia por kilómetro, capacidad e inversión), 16 bloques por mes de demanda en vez de resolución horaria, emplear los datafile de demanda y generación renovable en formato de 28-30 bloques en cada mes, no profundizar en una metodología para evitar las congestiones, emplear costos de operación incluyendo una estimación del costo por emisión (sin restringir el total de emisiones anuales, solo calculándolas posteriormente y cumpliendo con la meta del escenario), emplear costos de inversión en generación de la PELP sin incluir costo de conexión (al igual que la b.d. PET), emplear solo las tecnologías de ESS de la b.d. de la PET 2022 (no incluye CAES, y son candidatos de duración y localización idéntica a la considerada por la PET, incluyendo considerar baterías de Carnot solo en las centrales de carbón en retiro Angamos I y Cochrane I), utilizar proyección de costo de combustibles anual sin resolución mensual, al igual que la PELP.

- Se emplea la b.d. de Diagnostico de la PET 2022 como b.d. principal para el modelo, la cual fue realizada casi simultáneamente al Informe Preliminar de la PELP 2023-2027, siendo de acceso abierto y un modelo validado por el Coordinador como modelo de largo plazo del SEN. En esto se sustituye costos de inversión, costos de operación y demanda provisto por correferentes.

- Se imita el sistema reducido de la PELP y se realiza suposiciones para las líneas que no estaban en la b.d. del Coordinador.

- Se emplea el año hidrológico de 27,750[GWh] que Plexos selecciona en base a las series hidrológicas secas contenidas en la b.d. La hidrología seleccionada tiene una generación hidroeléctrica en el rango superior de la hidrológicas representativas en el informe de Diagnostico de la PET 2022, lo que se atribuye a la entrada de generación hidroeléctrica en construcción no considerada en la serie hidrológica histórica (los candidatos hidroeléctricos se limitan y no son seleccionados). El despacho hidroeléctrico total es bajo con respecto a la generación anual de 273[TWh] (10,3%), siendo el despacho total hidroeléctrico en la PELP entorno a un 8,9%. Esto incluye restricciones asociadas a convenios, economías de riego, la modelación de embalses y el acople intranual entre los 12 días (meses) típicos del año que se modelan.

- La magnitud de la demanda y su forma no coinciden con la del informe preliminar publicado, habiendo diferencias principalmente en peaks de demanda nocturnos menores a los de la PELP por electromovilidad y mayor base nocturna a la de la PELP. También los peaks de demanda son inferiores a los de la PELP. De forma contraria, la generación anual se ve que el caso A1 tiene una generación anual de 273[TWh], 16% mayor a la PELP que tiene 241[TWh].

Esto incluye que, como medida adicional para imitar la demanda publicada en el informe preliminar de la PELP, se introdujo un desfase en la producción de H2 (H2ESS y H2NOpt) con tal de que fuera mayoritariamente en horario solar al igual que la mostrada en la demanda publicada.

- La robustez de la solución probablemente se atribuye a mejorar estos aspectos que en el modelo desarrollado se simplifican. La simplificación permitió reducir tiempos de simulación y cooptimizar una gran cantidad de líneas candidatas de transmisión fijadas preliminarmente (60 sobre 100) y cooptimizar 9 sobre 100 en A1 con un MIPgap entorno a 0,5 %. Teniendo un conjunto de candidatos de 9 a evaluar, que finalmente reduce el número de candidatos que posteriormente se empleara con la formulación de transmisión MISOCP en la siguiente sección (usando los mismo candidatos para facilitar la comparación).

- Realizar simplificaciones para reducir los tiempos de simulación a 30 minutos en A1 se requiere debido a que se espera aumenten los tiempos de simulación en hasta 200 veces, o incluso no converger si el sistema esta altamente congestionado; las principales referencias investigaban un TEP de un único periodo, sin realizar UC y expansión de la generación, por lo que hay riesgo de esperar mayores tiempos. En este caso el modelo desarrollado (A1) no tiene gran cantidad de nodos (24) con respecto a la investigación en la siguiente sección, teniendo 12 de 100 líneas congestionadas (6 tramos), lo que se consideró factible de resolver en tiempo razonable, considerando que se podría permitir E.n.S e ingresar compensación reactiva en el peor caso. Las referencias investigadas en la siguiente sección tienen resultados de casos sin solución para sistemas congestionados y de gran escala. En general es robusto hallar soluciones MISOCP en estos casos de la IEEE (TEP), pero puede haber casos infactibles y resulta difícil predecir si el modelo desarrollado podría ser uno de ellos.

- Como propuesta a los escenarios, se observo que el horario de generación distribuida podría ser mejorado considerando días más largos o más cortos según el mes, esto mejoraría la previsión de demanda neta en la PELP, lo que no se observa en la demanda utilizada (Figura 15).

■ Diferencias en las variables de decisión:

Se realiza una comparación en múltiples aspectos con la PELP, sin desagregar las tecnologías de almacenamiento distintas a CSP.

- Los resultados dependen de las líneas de transmisión candidatas propuestas y el número de candidatas ESS, lo cual es limitado para evitar tiempos de simulación extensos. Podría haber diferencias con respecto a los candidatos empleados por la PELP que no son investigadas, ya que la b.d. de la PET podría diferir (se requeriría indagar en los archivos en Ameba); en particular ya que las líneas contenidas en la b.d. (excluyendo líneas candidatas HVDC) no son suficientes para evitar futuras congestiones en el sistema reducido para la demanda utilizada.

- Los resultados muestran tener una expansión de generación solar fv y CSP superior a las halladas en la PELP, en desmedro de la participación eólica y almacenamiento principalmente; principalmente causado por: (1) la demanda empleada (horario nocturno principalmente), (2) no considerar reservas de CF en el caso A1 (al igual que la PET para cooptimización), (3) congestiones

entre Polpaico y Los Chagos que limitan generación eólica; y debido a que, (4) las diferencias en diésel y gas natural tienen leves diferencias puntuales por mayor capacidad existente diésel y de gas natural en la b.d., sin expansión debido a que son limitadas a existentes y construcción al igual que la PELP C.N.; contribuyendo a la flexibilidad en generación diaria pero con contribución despreciable en generación anual.

- La diferencia en generación anual con respecto a la PELP está influenciada por los candidatos de transmisión empleados que no previenen totalmente las congestiones en la red, esto en particular es causado principalmente por diferencias en generación eólica que precisamente no es habilitada por dichas congestiones. La generación anual por almacenamiento también es menor por no ser expandida; en particular debido al no uso de restricciones de reserva y por sustituirse por CSP coolocalizado que cumple la función de almacenamiento.

- Las diferencias en demanda también distorsiona la generación anual y diaria, a modo de ejemplo, en la máxima generación diaria de la PELP en los meses presentados esta es cercana a los 36[GW], mientras que la generación en el caso A1, el modelo utilizado para las simulaciones posteriores y que debe asemejarse a la PELP, roza una generación máxima de 45[GW] (25 % mayor), a pesar de ambos tener peaks de demanda similar, atribuido principalmente a las diferencias en candidatos de almacenamiento y a la diferencia en demanda nocturna.

- La tecnología diésel tiene casi nula generación anual (no afectando los resultados salvo leves instantes de tiempo por flexibilidad), teniendo 1,7[GW] de capacidad instalada existente mayor que la PELP. Específicamente se despacha principalmente al atardecer como complemento a las centrales a gas, lo que también puede ser causado por la mayor participación solar fv que tiene el modelo con respecto a la PELP (causada por la demanda)

- De igual forma hay diferencias en la distribución de capacidad instalada en hidroeléctricas de pasada y embalse de $-1,6[GW]$ y $1,6[GW]$ con respecto a la PELP respectivamente, y dado que se restringe su expansión, esto se atribuye exclusivamente a la b.d. empleada previo a optimizar. La generación anual de ambas es de un 10,3 %. La de la PELP es de un 8,9 % por su hidrología más seca única de 1998-1999 (ambos solo considera existentes).

■ Optimización:

Se tiene resultados con un 0,5 % de MIP gap, lo cual no es indicador de optimalidad, pero permite mejorar la calidad de la solución con tal de comparar los resultados, lo que será necesario para realizar comparaciones con respecto a los resultados de la siguiente sección y atribuir más directamente a la formulación de transmisión y no a la baja calidad de solución.

- Reducir el MIP gap empleado mostró baja diferencia en cargabilidad para las soluciones de 0,26 % y 0,047 %, mientras que la diferencia entre las

soluciones para MIP gap 1,17 % y 0,2 % hay diferencias significativas; esto se realizó previo a realizar las simulaciones para identificar un MIP gap adecuado, utilizando 0,5 % en A1 y A2 por este motivo como término medio; de esta forma no se tienen tiempos de simulación excesivos y se tiene una cargabilidad de las líneas cercana a la óptima; aunque esto depende de las líneas candidatas disponibles.

■ Líneas candidatas:

La metodología para proponer las líneas candidatas no es necesariamente una metodología robusta, sino una simplificación para dimensionar una gran cantidad de líneas candidatas con tal de evitar congestiones, lo que requirió recurrir a formulación de transporte para poder realizar la optimización en menor tiempo. Esto debido al gran aumento de la demanda que se ve en el escenario Carbono Neutralidad para el año 2050.

- Dado que el caso con restricciones operacionales (de detalle) tiene distinta cargabilidad a la hallada en el caso sin restricciones operacionales (de detalle), seguir agregando líneas al caso sin restricciones operacionales en función de sus sobrecargas se considero podría orientar la solución erróneamente a este problema, lo que podría ser subóptimo al incluir el resto de restricciones operacionales. Por lo tanto, se utiliza la cargabilidad de las líneas en el caso con restricciones operacionales y sin limitar los flujos para diseñar las dimensiones de potencia de un gran número de candidatos. Esto es equivalente a optimizar exclusivamente generación y ESS si las líneas no fuesen una restricción. Aunque las pérdidas y su dependencia al cuadrado de los flujos causan distorsiones en los flujos -sin limitar-, no son tan grandes dado que los coeficientes de pérdidas marginales solo alcanzan una potencia cercana a la nominal).

- Se destaca la necesidad de incluir suficientes candidatos para evitar congestiones de transmisión, lo que tiene relación con la necesidad de agilizar la construcción de importantes líneas de transmisión. Las simulaciones muestran requerir múltiples candidatos en paralelo y de gran potencia para habilitar flujos sin congestión; presentando finalmente congestión en 12 líneas del total de 100 líneas en el sistema en el caso A1 (6 tramos), siendo A1 empleado en las pruebas para modificar el modelo de transmisión, habiendo incorporado 69 candidatos de los cuales solo 8 no son seleccionados, presentando aún congestión.

- Se halla un número de candidatos de transmisión a emplear que permite tener simulaciones de bajo MIP Gap de aproximadamente 30 minutos, con tal de que, en caso de que las simulaciones MISOCP de la siguiente sección sean hasta 200 veces más extensas, no sobrepase 4 días de simulación. Esto considerando que las referencias en la siguiente sección con ejemplos de simulaciones MISOCP solo consideran un único periodo de despacho, por lo que si se tuviese un alto acople temporal, congestión y múltiples candidatos de transmisión y ESS, esto podría escalar rápidamente (riesgo e incertidumbre que se prioriza minimizar al desarrollar esta sección).

- Se presenta la dificultad de cooptimizar múltiples líneas candidatas simultáneamente en el GTSEP resultante que es el modelo de la PELP (A1), requiriendo imprescindiblemente seleccionar preliminarmente candidatos previo a simular la formulación de mayor exactitud MISOCP, esto con tal de evitar aumentar excesivamente los tiempos de simulación. Por ello se empleo formulación de transporte y DC-linealizado respectivamente con tal de hallar un bajo MIPgap sin tiempos excesivos, a pesar de las simplificaciones del modelo.

- No se profundizo en investigar metodologías más robustas para obtener candidatos de transmisión, basándose principalmente en la oferta energética al igual que el Anexo Plan de Obras de la PET [22]. Sin embargo, se vuelve necesario tener metodologías para hallar un conjunto robusto de líneas candidatas de transmisión previo a la formulación MISOCP si se desea cooptimizar transmisión en un modelo como la PELP (similar a cooptimizar y fijar candidatas previo a realizar flujos exactos), notando que influye importantemente en los tiempos de simulación. Todo esto a pesar de que la formulación MISOCP se considera eficiente en la investigación realizada para TEP y OPF, siendo difícil incluirla en un modelo como la PELP sin realizar otras simplificaciones para mantener tiempos de simulación que no distorsionen la robustez de la solución.

- Dado que se preselecciona iterando sobre un idéntico conjunto de líneas candidatas inicial, se puede ver que la formulación DC-linealizada selecciona líneas que la formulación de transporte no emplea (correspondiendo a una diferencia en CAPEX de un 1,43 %), y que el caso A1 (DC-linealizado definitivo) de manera fortuita selecciona una de las líneas que el caso preliminar DC-linealizado no selecciona, lo que demuestra los cambios en la solución por aumentar el tiempo de simulación para una misma formulación de transmisión. Emplear idéntico conjunto de líneas candidatas sera usado posteriormente para comparar en la sección siguiente si la formulación de transmisión SOCP escoge las mismas líneas, y permite evaluar lo que puede ocurrir con la selección de líneas candidatas en el modelo de la PELP y lo que hallaría posteriormente la PET. Esto también sera una posible muestra de qué líneas selecciona cada formulación para el mismo conjunto de líneas candidatas para saber como se podría comportar el filtrado de las líneas por flujos de transporte y DC-linealizado previo a una formulación MISOCP.

■ Restricciones operacionales:

Investigar los casos A1 y A2, sin y con restricciones operacionales (de detalle) es basado en la metodología del Apéndice de Diagnostico de la PET 2022, Proyección de Oferta Eléctrica [15], para investigar adicionalmente las diferencias por esta simplificación en la solución.

- Dado que se realizo simulaciones para un caso con el total de restricciones operacionales del Diagnostico de la PET (A2 y A2-Sin limitar), se tiene resultados que permite ver el efecto de las restricciones operacionales en la cargabilidad de las líneas, mostrando importantes diferencias. Esto es un ejemplo de las diferencias que podría haber entre la PELP y la PET al incluir R.O. (de detalle), y las diferencias entre sus soluciones, por lo que refuerza la idea de

que una matriz de cooptimización ingresada en la PET desde la PELP podría orientar la solución hacia una solución subóptima si no tiene suficientes restricciones operacionales de detalle. Esto enfocado en la matriz de generación óptima, dado que la transmisión siempre se corrobora con flujos AC en estudios eléctricos en la PET que incluyen flujo de reactivos, sin embargo, esto será basado en la expansión de la generación que la PELP obtendría, donde estaría la causa de diferencias en la cargabilidad y una solución subóptima (a menos que se descarte en la PET usar la matriz de cooptimización, lo que ocurrió en el proceso PET 2022).

Proponer decisiones en materia de precisión en la definición de Polos de Desarrollo.

En base a la investigación realizada, se puede recomendar representar en el problema de optimización la economía de escala que habrá en los Polos de Desarrollo al reducir costos de conexión por líneas de mayor tensión, incluyendo posibles reducción de costos adicionales por agilizar tiempos de conexión y minimizar intervenir el punto de conexión múltiples veces si se emplea el esquema considerado en Australia.

- Se reforzaría líneas en todo el sistema hacia los Polos de Desarrollo y se favorecería generación existente y candidata futura en este dirección a largo plazo, dado que no requeriría expandir transmisión. Podría tener menores pérdidas por el mayor nivel de tensión, y menor costo asociado a su nivel de riesgo al reducir su incertidumbre por diferencia en costos marginales. Lo anterior destaca el carácter a largo plazo de la planificación de la transmisión.

También es importante incluir en los costos de los proyectos la idoneidad de estos avalada por estudios territoriales-ambientales-sociales-económicos-tecnológicos, lo que reduce el impacto que tienen estos proyectos y sus externalidades.

- En el modelo de la PELP se indica que se pondera-sensibiliza el potencial técnico de generación eléctrica al aplicar un sobrecosto al costo de desarrollo con tal de aumentar la preferencia por suelos alternativos de menor impacto (p. 99) [1]. Sin embargo, los costos de inversión empleados en la PET Diag. 2022 no hacen diferencia por lugar, solo por tecnología, por lo que esta sensibilización se puede haber perdido al menos en el desarrollo de la PET 2022, donde se define concretamente la expansión de la transmisión. Esto es un parámetro que no aumentaría el tamaño del problema y mejoraría la calidad de la solución.

Cabe mencionar que estos sistemas son reducidos, por lo que, en caso de conectarse el Polo a través de una línea interna en el interior de un nodo equivalente, se debe asegurar que esta línea no posea congestión, por lo que es clave evitar errores en los flujos por congestiones internas del sistema reducido (aplica tanto a flujos DC como SOCP), lo que tendrá costos adicionales una vez se aumente el detalle de nodos y se vea necesario ampliar/reforzar líneas/transformadores en estudios zonales realizados en la PET, posterior a la proyección de la oferta energética, la cual es más interregional.

A lo anterior se suma las observaciones realizadas con respecto a la importante conexión de demanda y candidatos de generación que se haya en nodos de 220[kV] y no 500[kV] en el sistema reducido, especialmente en la región de Antofagasta donde se localiza gran parte de la producción de H₂ en el caso evaluado. Lo que sería adecuado investigar para representar la implementación de los Polos de Desarrollo (múltiples generadoras conectadas por una línea única). No representar adecuadamente los Polos de Desarrollo, en caso de concretarse, orientaría a soluciones levemente distintas.

- Sin embargo, con tal de priorizar hacer las pruebas en el modelo de transmisión en la sección siguiente, se evita profundizar este aspecto, por lo que no se realiza

simulaciones que vean su efecto, pero se recomienda en base a la proyección de menores costos en la investigación realizada.

Los Polos de Desarrollo pudo ser profundizado con programación dinámica de la expansión, esto con tal de ver los tiempos en que son ingresados los candidatos, lo cual también es indicativo de la prioridad que se debe dar al Estudio de Franja de los generadores candidatos seleccionados en caso de evaluarse incorporar un Polo de Desarrollo; lo que es parte de declarar una provincia como Polo de Desarrollo previo a la PET. Sin embargo, la programación de expansión dinámica se simplificó a una expansión única en el año 2050.

4.5.2. Modelo realizado en Julia

En los resultados, considerando que se tiene la generación de embalse fijada y no se modela ESS, esto debería reducir los tiempos de simulación del modelo A1 de 30 minutos a por lo menos 20 o menores. Pese a esto, optimizar minimizando costos con el modelo MISOCP tiene tiempos de simulación de 179.000[s] (149 veces mayores a 20 minutos) sin hallar una solución, por lo que hallar un MIPgap de 0,5 % se puede considerar requiere varias veces mayores tiempo de simulación.

- Por dar un ejemplo, converger desde un gap 10 % a uno de 5 % puede tomar más del doble de tiempo simulado para llegar al de 10 %. Por otra parte, puede ocurrir lo mismo para reducirlo a 2,5 %, 1,25 %, 0,625 % y 0,3125 %; por lo que, por dar una aproximación, reducir un gap de 10 % a 0,5 % tomaría al menos $2^5 \cdot t_{10\%}$, es decir, si solo fuese el doble (ideal), y se alcanzara un gap de 10 % inmediatamente en 179,000[s], se demoraría 4,768 veces más que un flujo DC en llegar a un 0,5 % que asegure la calidad de la solución. Pero dado que aún no se halla una solución entera, los tiempos son aún mayores (en caso de converger). A lo anterior se agrega que los tiempos de simulación de un problema de optimización eficiente son polinómicos, lo que hace referencia al tamaño del problema, por lo que en un problema de optimización de mayor tamaño, los tiempos pueden ser aún mayores.

Por otra parte, con tal de buscar una alternativa, se nota que en [31] el problema es planteado para minimizar pérdidas y la inversión en líneas candidatas, por lo que se realiza simulaciones con este enfoque (en vez de minimizar costos). Sin embargo, se obtiene que a los 177,000[s] aun no se halla solución, por lo que, por los mismos motivos de convergencia de gap, también no tiene posibilidad de converger en tiempo razonable.

Finalmente, se prueba con reducir la demanda de todos los nodos a la mitad, lo que reduciría la congestión y facilitaría tener mayor linealidad, y por ende, facilitar la convergencia. Sin embargo, se comprueba que tampoco logra hallar soluciones en menos de 83,000[s], atribuyendo las dificultades principalmente al tamaño del problema al acoplar la expansión de la generación y múltiples bloques de demanda (192).

Concluir sobre la robustez de la solución de los escenarios de la PELP 2023-2027 ante los cambios realizados en el modelo de transmisión.

Se observa que resulta poco práctico realizar una cooptimización de generación y transmisión con un modelo de transmisión MISOCP, para múltiples demandas y un tamaño de SEP como el SEN, siendo una evaluación económica por ende solo posible realizar en tiempo razonable y de manera robusta con flujos DC.

Por ende, el aporte de un TEP podría ser un paso solo posterior para comprobar flujos y cooptimizar posibles candidatas de transmisión en un TEP, no sirviendo para la evaluación económica general la cual, en ese caso, los flujos DC y con baja cargabilidad parece ser el método más práctico; en específico, que se alcance cargabilidad bajo la potencia SIL de la línea podría ser un índice [21], aprox. a un 60-70 % de su capacidad (no se investiga cual es el límite más apropiado).

Levantar mejoras plausibles en los escenarios incorporados en la PELP 2023-2027.

Realizar un flujo exacto en escenarios de alta demanda o con alta cargabilidad de líneas podría identificar congestiones que los flujos DC no están considerando; esto puede ocurrir por diferencias en el sistema reducido por líneas en paralelo al sistema reducido que pueden limitar a la otra, o bien congestiones internas en nodos equivalentes. Esto se puede evitar asegurando que el sistema reducido sea representativo.

Asegurarse que las líneas no estén sobrecargadas puede ser efectivo para reducir errores por no considerar reactivos. Esto puede requerir considerar posibles congestiones o alta cargabilidad en las líneas que se pueden producir si hubiese límites por criterio N-1 o por límites en los ángulos por estabilidad angular que congestione el sistema, que afectaría drásticamente la minimización del costo y requeriría líneas que lo eviten. Podría considerarse que la PET realiza esto, y, evaluando la línea con y sin proyecto, resulta adecuado para evitar congestiones. Sin embargo estas nuevas líneas no serían aprovechadas por la matriz de cooptimización de la PELP, por lo que asegurarse que el problema de optimización de la PELP cumpla con criterios de seguridad previamente podría alinear las soluciones y aprovechar las líneas de mejor forma en una cooptimización.

- Se podría además considerar retroalimentar al modelo de optimización principal de la PELP los límites de capacidad de ciertas líneas identificadas en estudios eléctricos (criterio N-1 por ejemplo), dado que la cargabilidad será más representativa (afecta pérdidas y anticipa alta cargabilidad en las líneas), y permitiría aprovechar las expansiones.

- La PET por ejemplo retroalimenta los estudios eléctricos con información de flujos exactos. Esto se indica en el procedimiento de la PET 2022 mostrado en las Figuras 78 y 79 en Anexo.

Alternativamente se podría subsanar coordinando la PELP y PET con tal de realizar posibles retroalimentaciones, lo que permita volver a optimizar aprovechando las expansiones que identifique estudios eléctricos; estrictamente en la norma se indica que la PELP entrega al proceso de la PET un plan de ingreso denominado matriz de cooptimización como dato en las simulaciones, pero esto puede ser vuelto

a optimizar en la PELP en caso de ser necesario realizar nuevas optimizaciones. Esto en especial considerando posibles diferencias originadas por cooptimizar usando restricciones operacionales de detalle, como se identifico en la PET 2022 que tiene efecto importante en la expansión (aunque la PELP tiene parte de estas que el modelo A1 no tiene, por lo que las diferencias son menores a las observadas entre A1 y A2).

5. Conclusiones

Realizar un modelo actualizado de la PELP en PLEXOS y evaluación de un modelo de transmisión más detallado

Con respecto a la validación del modelo de la PELP sobre el cual se realiza escenarios con flujos DC y de transporte, se carga directamente la solución sin permitir la expansión de la transmisión. Inicialmente había una gran capacidad instalada expandida en generación y almacenamiento, lo que fue reducido en base correcciones a la base de datos del Coordinador para la PET (Diagnostico 2021), y utilizando idénticos perfiles de generación o eficiencia que centrales en la PELP. Estas correcciones redujeron la expansión en generación y almacenamiento a 0, lo cual es destacable dado la gran capacidad instalada que este tiene. Sin embargo, si se permitió la expansión en transformadores con tal de que estos no afectaran la solución ante diferencias en generación que no se halló su causa, dado que se considera adecuado por su menor costo de inversión con respecto a generación, almacenamiento y líneas de transmisión. Las diferencias con respecto a la PELP por ende se hallan principalmente en generación anual que presentan las centrales de la PELP por tecnología y las del modelo desarrollado, lo cual es atribuido a una leve menor demanda empleada por climatización u otras posibles diferencias que puede haber en un modelo de gran cantidad de elementos como la PELP que no fueron posibles de replicar. Se consideró finalmente adecuado el modelo por el hecho de haber reducido las expansiones en generación y almacenamiento a 0 y tener una generación anual con $-0,8\%$ de diferencia con respecto a resultados de generación de la PELP.

Con respecto a realizar flujos DC, de transporte y distintos modelos de pérdidas, se destaca que el uso de líneas de transmisión con flujos de transporte permiten reducir tiempos de simulación gracias a que permiten expansiones lineales sin variables enteras de las líneas de transmisión, lo cual tiene alto impacto. A lo anterior se agrega que los flujos de transporte no mostraron una diferencia significativa con respecto a los resultados del modelo con flujos DC en el caso analizado ya que las líneas seleccionadas no produjeron congestiones angulares que repercutieran significativamente al sistema. Esto se ve en el hecho de no hay expansiones de generación y almacenamiento y bajas diferencias entre las F.O. de ambos escenarios. Estas diferencias pueden ser profundizadas si se permite ahorros en inversión, es decir, retiros de centrales de generación y almacenamiento que fueron cargadas al modelo sin haberse optimizado, proveniente de la solución analizada, lo cual minimiza las diferencias. Las mayores diferencias se hallan al realizar flujos de transporte con pérdidas no localizadas, lo cual se realizó posteriormente en otras iteraciones de la PELP. Un modelo de pérdidas no localizadas es más rápido de simular, pero las diferencias halladas en generación anual por S/E pueden ser fuentes de diferencias adicionales que no se refleja en las diferencia en la F.O. hallada.

Las diferencia en generación anual por S/E en valores porcentuales muestran diferencias que están cercanas al 0% en promedio, pero con S/E individuales que pueden aumentar en valores cercanos a un 40% o ser reducidas en valores de hasta un 60% aprox., lo que depende de que si existen congestiones angulares que limitan algunas S/E como es el caso de los flujos DC, en que están las diferencias más extremas, o bien se realice flujos de transporte, en que las diferencias son menores

al 40 %, destacando que no existe expansión de generación y almacenamiento. Cabe mencionar que las correcciones que se realizó al modelo del Coordinador y que permitieron acercar los resultados a los de la PELP, a pesar de tener idéntica capacidad instalada carga, redujeron la expansión producto de las diferencias entre modelos a cero, por lo que se puede argumentar que el modelo de transmisión tiene un buen ajuste, lo que faltó comprobar permitiendo retirar generación y almacenamiento. Dicho lo anterior, es destacable que para idéntica capacidad instalada haya cambios de generación anual por S/E de dichas magnitudes sin que esto genere expansiones de generación y almacenamiento. Por lo anterior, se halla que los modelos de transmisión y pérdidas evaluados no repercuten en decisiones de inversión en ESS y en generación en los escenarios evaluados, sin embargo, las diferencias en generación anual por S/E halladas entre los modelos son significativas, y el hecho de que se haya cargado una solución directamente sin optimizarse la reducción de esta tiende a reducir las diferencias, por lo que es algo que se puede profundizar ya que podría repercutir en las decisiones de inversión y, por ende, las S/E de mayor prioridad para identificar posibles Polos de Desarrollo y realizar Estudios de Franja.

Por otra parte, también se destaca que utilizar pérdidas no localizadas, para una idéntica capacidad instalada, tendió a aumentar las pérdidas significativamente, teniendo mayor costo adicional en la F.O. que los escenarios con flujos DC y de transporte analizados (salvo los escenarios 2 y 3 que agregan elementos más drásticos que no tienen relación con el modelo de transmisión). Estas pérdidas se atribuyen a mayor uso de ESS cuyas pérdidas aumenta los costos del sistema, lo que es destacable, ya que los escenarios con flujos de transporte y pérdidas localizadas no generaron estas diferencias. Con respecto a los escenarios 2 y 3 se destaca que, a pesar de poseer una gran expansión causada por la eficiencia de las centrales o cambio en los perfiles de generación, ningún escenario expande ESS, siendo más económico expandir generación.

Con respecto a los flujos y cargabilidad observados, se presenta diferencias porcentuales que es difícil generalizar, ya que no se expande transmisión, pero demuestra que para una idéntica capacidad instalada el modelo de pérdidas utilizado reasigna la distribución de generación anual entre las S/E y ello además modifica las pérdidas que tienen los modelos, esto a su vez repercute en el mayor y menor uso de las líneas, y por ello la cargabilidad máxima y la cargabilidad promedio de estas, lo que influye en las pérdidas. Las congestiones angulares que se producen al realizar flujos DC son las principales causas de diferencia, sin repercutir en la F.O. tanto como utilizar flujos no localizados y afectando principalmente a las S/E en el sistema en 220[kV]. En la solución evaluada esta la posibilidad de haber tenido un caso de congestión angular de bajo impacto, por lo que realizar flujos DC puede causar mayores diferencias si es que las reactancias de las líneas no son compatibles y es algo que se debe prestar atención. La cargabilidad en la mayor parte de las líneas para las distintas S/E se ve reducida, tanto en su máximo como en su promedio al realizar flujos DC. Esto se puede investigar si es realista o no ya que podría ser compensada de maneras más económicas que las diferencias en la F.O. observadas, más aún si se permitiese que se expandan las líneas de transmisión para ajustarse a las congestiones, lo que no se explora completamente.

Por otro lado, los escenarios adicionales en que se corrige la eficiencia ó los

perfiles de generación de las centrales candidatas, en parte posiblemente influido por no permitir la expansión de la transmisión que mejor se ajuste a los nuevos flujos, repercute principalmente en menor cargabilidad promedio de las líneas de transmisión, lo cual se puede interpretar como un menor aprovechamiento de las líneas disponibles, por lo que se puede concluir que las líneas de transmisión de la PELP tienden a tener una mayor cargabilidad promedio que estos escenarios de peor ajuste, y que las líneas de transmisión que sean adecuadamente optimizadas tienden a tener un mayor uso de su capacidad instalada.

Por otro lado, la cargabilidad de las líneas de transmisión se ve influenciada por la capacidad con que son definidas. Esto depende de las caídas de tensión límites que se impongan y a su vez, los factores de potencia y tensiones instantáneas en líneas contiguas. A modo de ejemplo, si una subestación está recibiendo energía, su tensión tenderá a caer por el efecto de la impedancia de la línea durante altos flujos, por lo que la línea contigua tendrá menor tensión en su S/E de fuente o entrega de potencia que reduce la caída de tensión que puede tener para que la S/E receptora se mantenga sobre 0,97 p.u. en líneas de 500[kV] ó 0,95 p.u. en líneas de 220[kV]. Por lo anterior, necesariamente la cargabilidad por límite de tensión, el cual es el que predomina en el sistema desarrollado, puede verse afectada si los generadores y flujos máximos coinciden instantáneamente, lo que depende de compensaciones shunt y serie que tenga el sistema. Por lo anterior, validar la solución mediante un flujo AC es necesario, ya que las congestiones del sistema de transmisión, a pesar de ser de menor costo que la inversión en generación, pueden repercutir drásticamente en la solución.

Por otra parte, se levanta las siguientes mejoras plausibles:

- En específico, representar los menores costos de inversión de los candidatos de Polos de Desarrollo: la conexión conjunta y coordinada de proyectos, la economía de escala en costos de conexión de generación, y la reducción en el riesgo (facilitado por la evaluación ambiental estratégica) permite reducir su costo. A lo anterior se agrega una reducción de costos por agilizar tiempos de conexión y minimizar intervenir el punto de conexión múltiples veces. Esto supone que los Polos de Desarrollo y su esquema de implementación se concretaran, y por ello la necesidad de representarlos en la optimización. Esto orientaría a la solución de tanto la PELP como de la PET a reforzar líneas en todo el sistema hacia los Polos de Desarrollo, lo que también orientaría a generación candidata futura a hacer uso de estas líneas a largo plazo. Lo anterior destaca el carácter a largo plazo de la planificación.
- Utilizar generación distribuida con generación que dependa del mes, lo que no se observa en la demanda empleada en las simulaciones.
- Corregir y aplicar la eficiencia a las centrales CSP de la PELP, dado que se halla que no está aplicada en la solución evaluada.
- Identificar y proyectar el comportamiento de parámetros de transformadores a largo plazo.

- Se identificó un transformador de 750[MVA], 500/220[kV] en la S/E Los Chancos, reportado en Infotecnica que no estaba siendo utilizado por la PELP y la PET en Plexos, el cual es un banco de autotransformadores monofásicos que, de acuerdo a Infotecnica, cuenta con respaldo, lo que se sugiere investigar.
- Se identificó que la PET desarrollada en Plexos no estaba modelando correctamente las centrales CSP, debido a que la energía de estas no estaba escalando con la potencia de sus módulos, al igual que por aplicar un factor de planta anual de forma mensual, que podía ser mejorado para considerar la generación estacional que realmente tienen estas centrales.
- Se corrigió el modelo de transmisión de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre que en el modelo del Coordinador en Plexos estaba siendo modelada como una línea AC por error, esto debido a que la definición de una reactancia causa que inadvertidamente se modele como tal.
- Se identifica que la diversidad de perfiles de generación en una misma S/E puede ser optimizada de manera que las expansiones determinadas tengan un efecto significativamente mayor a los modelos de transmisión empleados. Por ello, se recomienda que la PET considere perfiles de generación más representativos y diversos, al igual que la PELP, lo que favorece que converjan a soluciones cercanas.
- Se verificó que la manera en que estaba considerada la demanda en la PET, en la base de datos en Plexos del Coordinador, desde 2021 por lo menos hasta la PET 2025 reciente causa que la demanda no sea representada correctamente si se utiliza menos de 30 periodos por mes para la optimización. Lo anterior repercute en los perfiles de generación utilizados, con tendencia a afectar negativamente periodos de baja demanda, por lo que, a modo de ejemplo, causa que generación solar encendida a las 8a.m. se replique su generación en horarios nocturnos, lo que también distorsiona la generación y la vuelve menos representativa, de forma similar puede ocurrir con generación eólica nocturna. A lo anterior se agrega que, la manera en que esta configurada la demanda, genera un arbitraje entre días típicos de cada mes que tiende a reducir artificialmente los CM's por permitir, por ejemplo, 31 cargas durante los días de enero y 28 descargas durante los días de febrero, lo que puede ser irrealista. Se demuestra que esto difiere de la PELP, dado que es necesario quitar esto para que el modelo de la PELP desarrollado se asemeje más a la PELP, en caso contrario, esto tiende a exacerbar la expansión de ESS de larga duración, como por ejemplo, bombeo de 18[h].
- Por otra parte, dado que la PET busca asegurar la representatividad de su sistema reducido, utilizar idénticos sistemas reducidos que la PET podría reducir congestiones internas que se presenten en nodos equivalentes (en caso de ser poco representativos). No se realiza simulaciones al respecto, pero si se tiene una referencia que revisa la diferencia de flujos entre la formulación DC y una exacta, presentando mayores diferencias en S/E equivalentes que presentaban congestiones internas y limitaban los flujos de las líneas de mayor envergadura.

Recomendaciones para futura investigación

- Se recomienda investigar costos de inversión en adaptación, refuerzo y compensación de líneas de transmisión AC para evitar congestiones angulares con nuevas líneas en paralelo, o con sistemas enmallados, especialmente de mayor reactancia como son las líneas de transmisión en el sistema en 220[kV]. Esto es necesario para identificar si los costos asociados pueden considerarse ser despreciables y permitir utilizar flujos de transporte que es más rápido de simular. Alternativamente, se puede optar por usar candidatos de expansión cuya potencia y parámetros sean replicas de la línea existente o un diseño propuesto, pero aumentaría los tiempos de simulación drásticamente por considerar variables de expansión enteras.
- Se recomienda tener en mente la diversidad de perfiles de generación que se pueden producir en una misma S/E, diferencias cuyo efecto se puedan suponer entre la PELP y la PET.
- Considerar la posibilidad de utilizar modelos de pérdidas más exactos con programación dinámica que permita identificar el efecto compuesto que puede tener en la solución. Esto evitara minimizar diferencias por el hecho de cargar una solución que no es cuestionada en la optimización.
- Limitar la investigación a solo realizar un TEP MISOCP (sin cooptimizar la expansión de generación y ESS), para idealmente pocas o una única demanda, podría ser una alternativa factible de realizar en bajos tiempos de simulación, aplicable a casos de gran escala como la PELP, pero podría perder el beneficio de cooptimizar. Sin embargo, no se ha observado en las referencias halladas que la planificación con flujos MISOCP sea claramente un método recomendado de planificación. Esto sería solo de exploración.
- La implementación que se realiza de múltiples demandas en la extensa cantidad de bound tightening de las restricciones MISOCP podría revisarse. Aunque el hecho de que el problema resulta factible y con un BestBound que esta encaminado al costo total del problema A1 lo valida.
- Con respecto al horizonte de 30 años que realiza la PELP y las diferencias que provoca con la PET, se podría argumentar que los últimos periodos tienen menor peso en la solución dado el factor de descuento que converge a 0; por lo que, como alternativa, como se propuso en un webinar de Plexos, se podría simular con R.O. ó mayor resolución solo los primeros años, teniendo menor detalle a largo plazo para buscar conciliar la optimización de ambos procesos de planificación.

Referencias

- [1] Min. Energía (08/2021) Planificación Energética de Largo Plazo Informe Preliminar 2023-2027
- [2] Spec, AMEBA, <https://www.spec.cl/AmebaCloud/>.
- [3] Energy Exemplar, PLEXOS, <https://www.energyexemplar.com/plexos>
- [4] CEN (2022), Documentos de Planificación y Desarrollo, Propuesta de expansión de la transmisión: diagnostico 2022
- [5] C. Guerrero, P. Valdivia (2018), Estudio de Factibilidad del Uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía como Alternativa Complementaria a Decisiones de Inversión en el Sistema de Transmisión. UTFSM
- [6] V. Ruiz, E. Gil (2017), Definición de Planes Óptimos de Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de Energía del Sistema Interconectado Chileno Considerando Políticas Energéticas de Largo Plazo. UTFSM
- [7] S. Muci, P. Valdivia (2017), Impacto de los Polos de Desarrollo de Generación en la Planificación de la Expansión de la Transmisión del Sistema Eléctrico Chileno. UTFSM
- [8] CEN (2022), Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Fuente
- [9] N. Gal, A. Navon, J. Belikov (2021), Storage for Grid Deferral: The Case of Israel. IEEE
- [10] Spec (6/7/23) AMEBA Specifications. Recogido de: <https://www.spec.cl/AmebaCloud/specifications/#benefits>.
- [11] Biblioteca del Congreso Nacional (2023), Ley General de Servicios Eléctricos
- [12] B. Han (2017), Monte Carlo Simulation Analysis. Texas A&M University-Commerce.
- [13] CNE (04/2022), Res. exente 287. Tasa de descuento aplicable cuatrienio 2024-2027.
- [14] IEA (2023), Electricity Grids and Secure Energy Transitions
- [15] CEN (2021), Diagnóstico, PET 2022
- [16] Economic Consulting Associates (2020), PLEXOS Validation 2019-25 and Back-cast
- [17] Stott et al. (2009), DC Power Flow Revisited
- [18] Min. Energía (2019), PELP 2018-2022, Actualización 2019
- [19] Duthaler et. al (2008), Analysis of the use of ptdf in the UCTE transmission grid
- [20] Shen et al. (2019), Representing ZIP loads in convex relaxations of optimal power flow problems

- [21] Tom Brown (2014), Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030
- [22] CEN (2020), Anexo Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.
- [23] CNE (2023) ITP PET 2022
- [24] J. Lavaei and S. Low (2012), Zero duality gap in optimal power flow problem
- [25] Min. Energía (2023), PELP Informe de Actualización de Antecedentes 2023
- [26] Gopinath et al. (2022), Benchmarking Large-Scale ACOPF Solutions and Optimality Bounds
- [27] Nair et al. (2015), Computational and Numerical analysis of AC optimal power flow formulations on large-scale power grids
- [28] Coffrin et al. (2017), Strengthening the SDP Relaxation of AC Power Flows With Convex Envelopes, Bound Tightening, and Valid Inequalities
- [29] CNE (2005), La Regulación del Segmento Transmisión en Chile
- [30] Coffrin et al. (2018), PowerModels.jl: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations
- [31] Mehrtash et al. (2021), A New Global Solver for Transmission Expansion Planning With AC Network Model
- [32] Melo et al.(2018), An overview of MINLP algorithms and their implementation in Muriqui Optimizer
- [33] Ümit sađlam (2014), mixed-integer second-order cone programming: a survey
- [34] Gil-Gonzales et al. (2022), A mixed-integer second-order cone model for optimal siting and sizing of dynamic reactive power compensators in distribution grids
- [35] Jabr (2013), Optimization of AC Transmission System Planning
- [36] CEN (2021), Apendice 1 - PET 2022
- [37] Min. Energía (2022), PELP - Informe Actualización de Antecedentes 2022
- [38] Centro de Cambio Global UC (2009), Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros
- [39] NREL (2021), Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update
- [40] Ergun et al (2019), Optimal Power Flow for AC–DC Grids: Formulation, Convex Relaxation, Linear Approximation, and Implementation
- [41] CEN (2021), PET Diagnostico 2022, Apéndice II: Proyeccion de demanda
- [42] Sanchez et al (2019), Unit Commitment with ACOPF Constraints: Practical Experience with Solution Techniques

- [43] Wogrin et al (2020), Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning
- [44] Min. Energía (2019), IAA PELP 2019
- [45] CEN (2022), Apéndice I – Análisis de Obras Propuestas Complemento a la propuesta de expansión de la transmisión 2022.
- [46] Lauria et al (2019), Analytical Description of Overhead Transmission Lines Loadability.
- [47] Lauria et al (2014), The Loadability of Overhead Transmission Lines—Part II: Analysis of Double-Circuits and Overall Comparison.
- [48] CIGRE (2019), CIGRE SCIENCE & ENGINEERING, Volume No.15: Improved local control of reactive shunts to enhance post-disturbance voltage control

Anexo

1. PELP

1.1. Robustez de la solución

“Una transición energética robusta debe contar con un sistema eléctrico confiable y resiliente, que incluya un énfasis en eventos de alto impacto y baja probabilidad” (p. 4) [1]; como por ejemplo: “como lo son las hidrologías extremas, los desastres naturales o los shocks de combustibles. (p. 75) [18]

Para entender esta cita, se puede suponer lo siguiente:

- **Confiable:** Que el sistema posea pocos apagones y baja demanda no servida (bajo LOLE).
- **Resiliente:** Que cumpla restricciones de estabilidad.
- **Eventos de alto impacto y baja probabilidad:** Que los escenarios utilizados considere factores extremos.

1.2. Contexto de la PELP

En la siguiente Figura se observa que la PELP es un paso inicial en el proceso de expansión de la transmisión eléctrica:

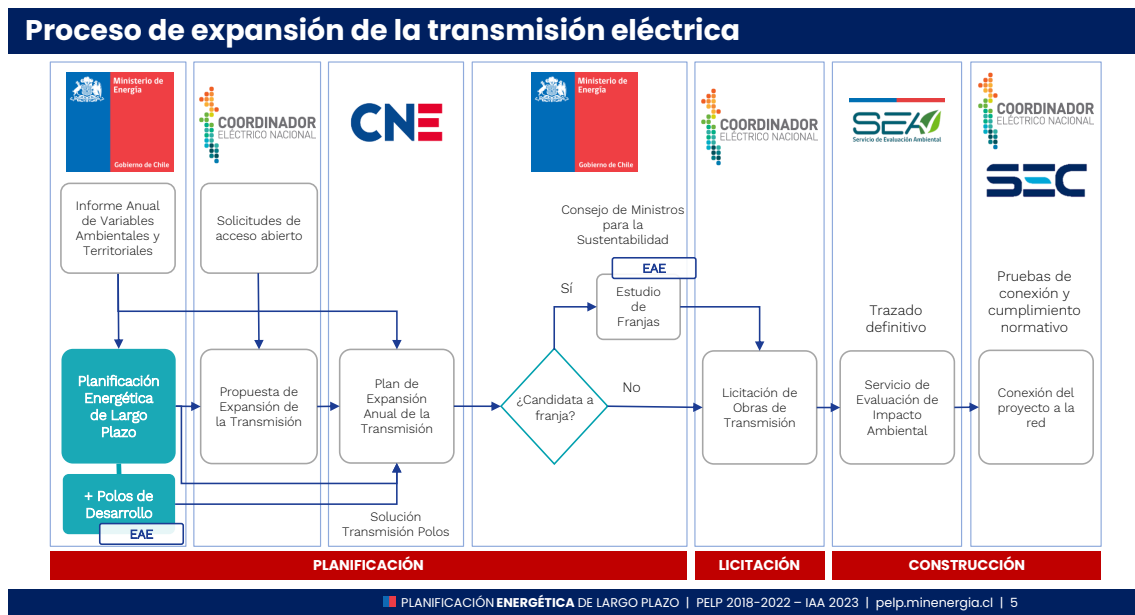


Figura 72: Proceso de expansión de la transmisión eléctrica en informe de actualización de antecedentes 2023 para la PELP 2018-2022.

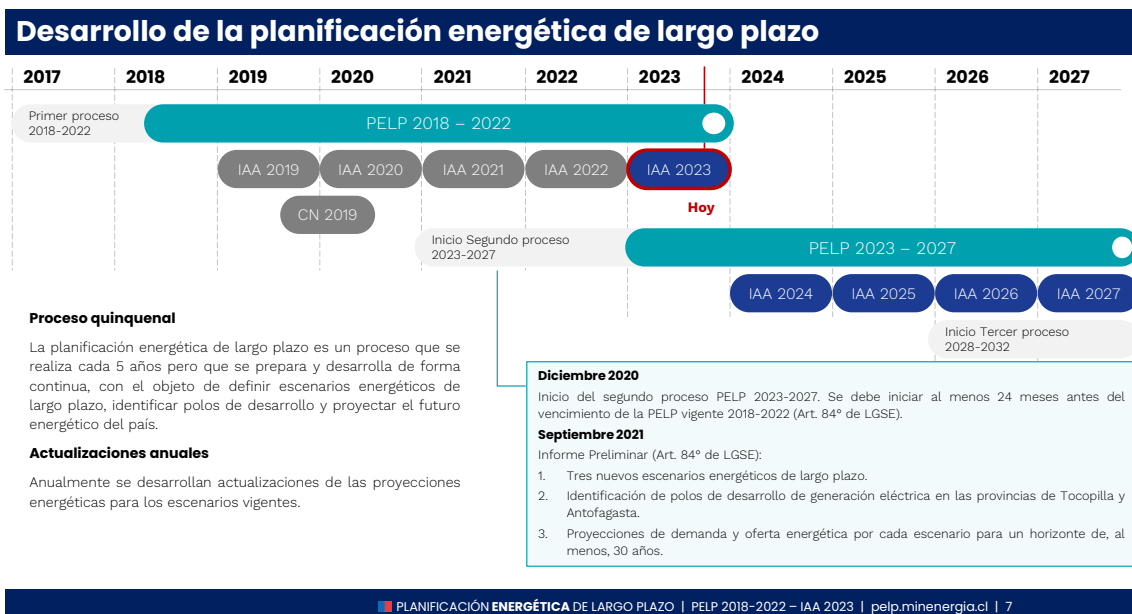


Figura 73: Desarrollo de la planificación energética, explicado en informe de actualización de antecedentes 2023 para la PELP 2018-2022.

En adición a lo anterior, la Agencia Internacional de la Energía en un informe reciente [14], indica la necesidad de contar con un sistema de transmisión que permita el ingreso de nuevos proyectos de generación renovable, la cual suele ubicarse lejos de los centros de consumo, por lo que una planificación de la transmisión que no anticipe estos proyectos evitaría su ingreso y pondría en riesgo la descarbonización y la transición energética (la esencia de la PELP), dado que se tendría que sustituir con otros medios de generación más caros y contaminantes, principalmente los basados en el carbón y el gas, lo que generaría aumento en los costos y, principalmente, en las emisiones del sistema, lo que pone en peligro las metas climáticas. Esto se debe a que los tiempos de planificación, aprobación y entrada en operación de proyectos de transmisión, en torno a los 5-15 años, superan con creces a los de generación renovable (hasta 5 años) y de electromovilidad (menores a 2 años). Para ello destaca la necesidad de agilizar estos proyectos, siendo posible ganar tiempo fomentando la generación distribuida coordinada y la respuesta de la demanda, siendo ambas también importantes en la planificación de la transmisión a corto y largo plazo: es necesario anticipar y habilitar el uso de recursos distribuidos. Adicionalmente, es necesario fomentar la flexibilidad del sistema ante rampas causadas por la intermitencia de las ER (lo que destaca necesidad de resolución horaria), por lo cual será clave contar con ESS.

1.3. ESS

La PELP Analiza la necesidad de promover señales de inversión para incorporar el almacenamiento de energía en el sector eléctrico mediante acciones reguladoras, incluida la posibilidad de incorporarlo a los sistemas de distribución.

A continuación se tiene citas extraídas desde la PELP:

BESS

Baterías cuya capacidad de almacenamiento varía entre 1, 2, y 4 horas, con una eficiencia de 81 % en el ciclo completo de carga. [1] (p. 115)

CAES

Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60 %. [1] (p. 115)

CAES

Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60 %. [1] (p. 115)

Bombeo hidráulico

Centrales de bombeo hidráulico en la zona norte del sistema, en base a información que se ha sido levantada por el Ministerio de Energía respecto al potencial que podría desarrollarse en el país. [1] (p. 115)

Baterías de Carnot

Reconversión de algunas de las centrales actualmente a carbón que se van a retirar del sistema. Se modela la alternativa de reconversión a baterías de Carnot, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 o 12 horas, con una eficiencia de 36 %. (p.115) [1]

Modelación de baterías de Carnot como un sistema de almacenamiento equivalente a las baterías, utilizando distintas alternativas de capacidad de almacenamiento, en particular, 4 y 12 horas. En términos operativos, se modelaron con atributos de flexibilidad diferenciados en sus modos de carga y generación, ya que en modo carga sería similar a una batería en términos de su aporte a rampas y control primario y secundario de frecuencia, mientras que en modo generación es similar a una planta térmica a carbón, en términos de su aporte de inercia, velocidad de respuesta para control primario de frecuencia de una central a carbón, pero con rampa secundaria equivalente a la de una central concentradora solar, y el mínimo técnico actual de la planta en modo generación. (p. 13) [36]

Concentración Solar de Potencia

Las centrales de concentración solar de potencia se modelaron acorde con su capacidad de almacenamiento en horas, lo que se tradujo en una disponibilidad de energía para generación de dichas tecnologías que reflejara sus niveles máximos de almacenamiento. En particular, se consideraron alternativas de expansión con capacidad de almace-

namiento de 9 y 13 horas. (p. 13) [36]

2. Referencia con respecto a flujos dc

La referencia [17] tiene resultados de interés para comparar con los de esta memoria. Obtiene errores porcentuales de flujos dc-linealizados hot y cold start para distintos escenarios con respecto a flujos ac. Se realizan pruebas en distintos SEP, destacando que el sistema 5 y 6 es el mismo pero con en demanda alta y baja respectivamente. Adjunto extractos de sus resultados a continuación:

The results for contingency analysis at the hot-start re-dispatched points of Fig. 11 are shown in Fig. 12.

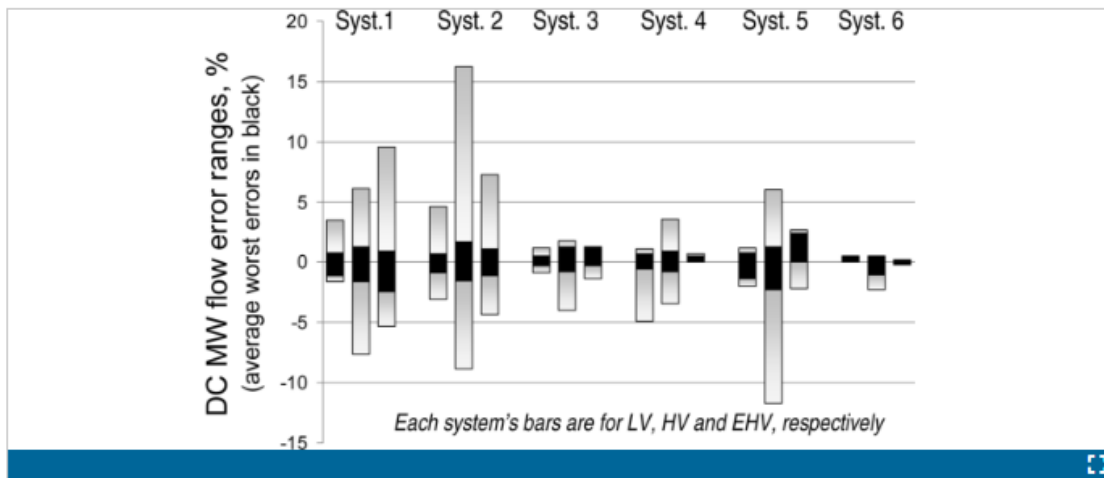


Fig. 12.
Hot-start re-dispatch + contingency analysis.

[Show All](#)

The corresponding results for contingency analysis following re-dispatch of a cold-start model are shown in Fig. 13. This is very similar to Fig. 10, and once again illustrates the problem of constructing viable cold-start models.

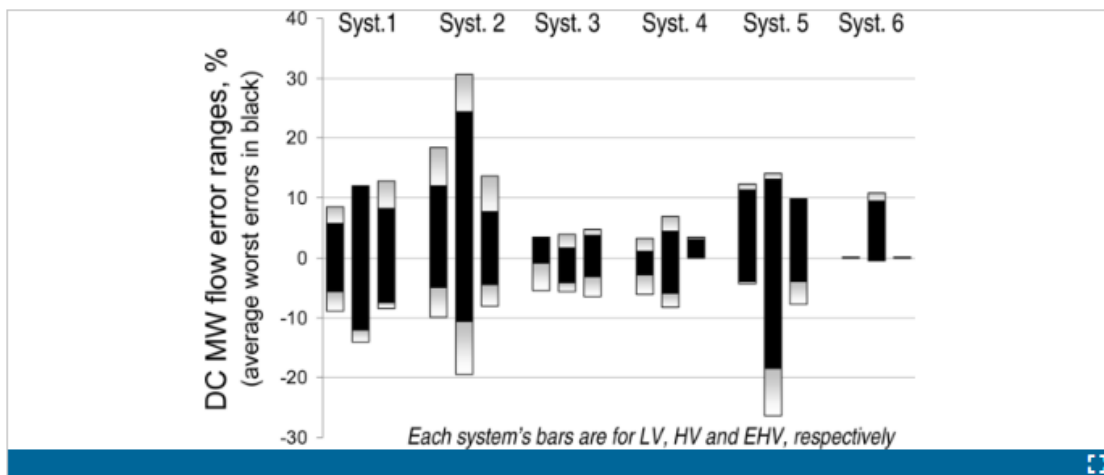


Fig. 13.
Cold-start re-dispatch + contingency analysis.

Figura 74: Errores porcentuales de flujos dc-linealizados hot y cold start para escenarios de redespacho y contingencia con respecto a flujos ac. [17]

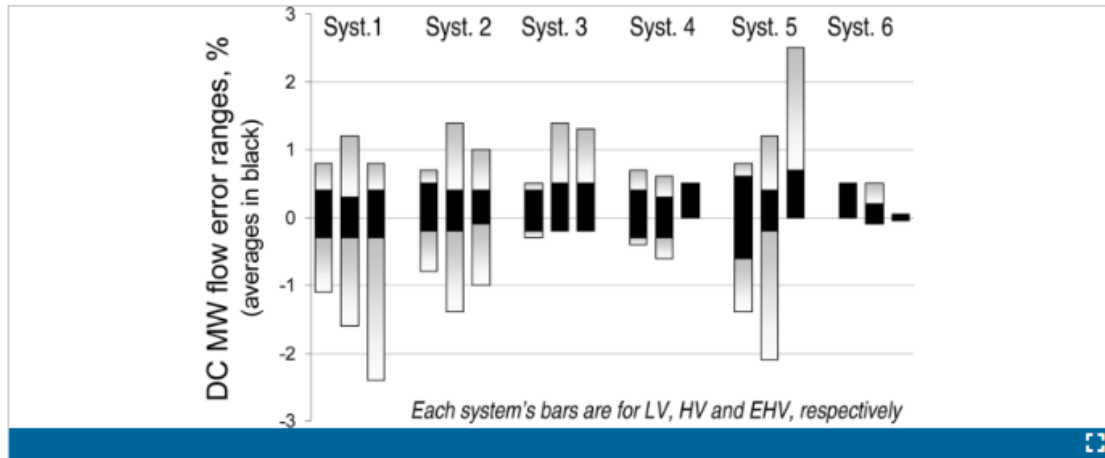


Fig. 11.
Hot-start re-dispatch.

Figura 75: Errores porcentuales de flujos dc-linealizados hot start para escenarios de redespacho con respecto a flujos ac. [17]

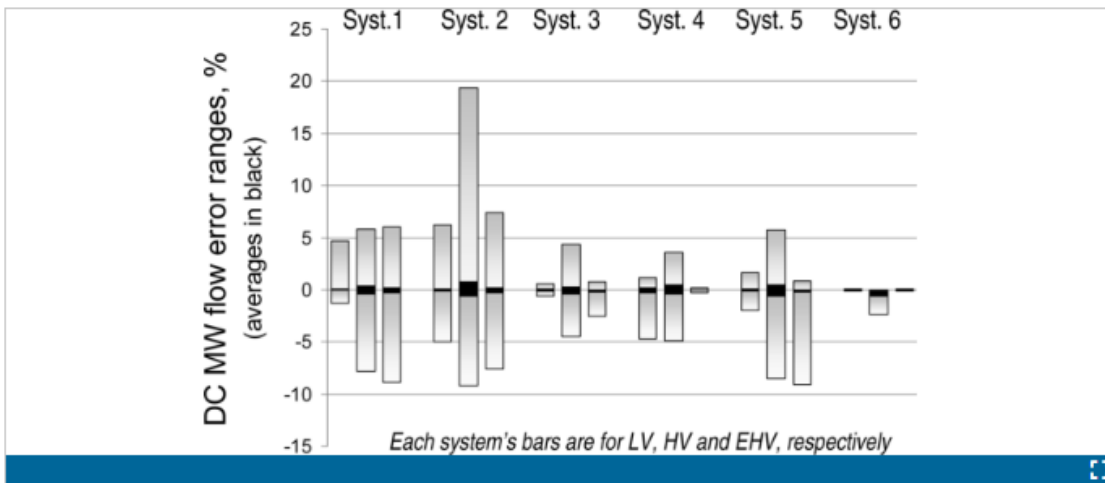


Fig. 9.
Hot-start contingency error ranges.

Figura 76: Errores porcentuales de flujos dc-linealizados hot start para escenarios de contingencias con respecto a flujos ac. [17]

SECTION V.

DC Power Flow Model Categories

A. Explicit Models

These sparse non-incremental dc models are mostly used for the pre-contingency state in security-constrained applications. They can also be used for post-contingency power flow, although incremental versions are then more common. Here we introduce the terms “hot and cold start.”

1. Hot-Start Models

This type of model is constructed at a solved ac power flow base point. It is often used in real-time security constrained economic dispatch (SCED), run from a state estimator solution [23]– [25]. It can also be used in short and medium term operation and planning studies where an initial ac solution is available.

2. Cold-Start Models

A dc model has to be constructed in “cold-start” mode when a reliable base-point ac power flow solution is unavailable (usually due to lack of good voltage/VAr data). This situation typically arises in dc-model-based security constrained unit commitment (SCUC) [26]– [28], FTR-CRR auctions and allocations [29]– [31], and longer-term planning studies [32], [33].

Figura 77: Definiciones realizados por el review para categorizar flujos dc-linealizados. [17]

Esta figura muestra que los flujos dc-linealizados explicitos son unos de los tipos de modelos que se pueden utilizar. Destacando que los flujos cold-start son generalmente utilizados en simulaciones de planificación, dado que se desconoce una solución ac a priori del estado de operación de la red.

Los modelos dc-linealizado tipo Hot Start [17] son aquellos en el cual se linealiza con respecto a vecindades de una solución estimada mediante un flujo AC de tensiones y ángulos históricos (o supuestos); sin embargo esto solo aplica a casos en tiempo real cuando si se conocen o se estiman las tensiones del sistema. Similarmente están los tipo incrementales, similar a la formulación FS-OPF de Plexos, pero requiere proporcionar valores iniciales p_o y θ_o con tal de que los flujos calculados sean incrementales $\Delta p = H\Delta\theta$ con los cuales calcular $p_o + \Delta p$, lo cual Plexos no realiza.

3. Metodología de la PET 2022

A continuación se halla un diagrama extraído de la PET 2022 en que se indica como se realiza la evaluación de la PET.

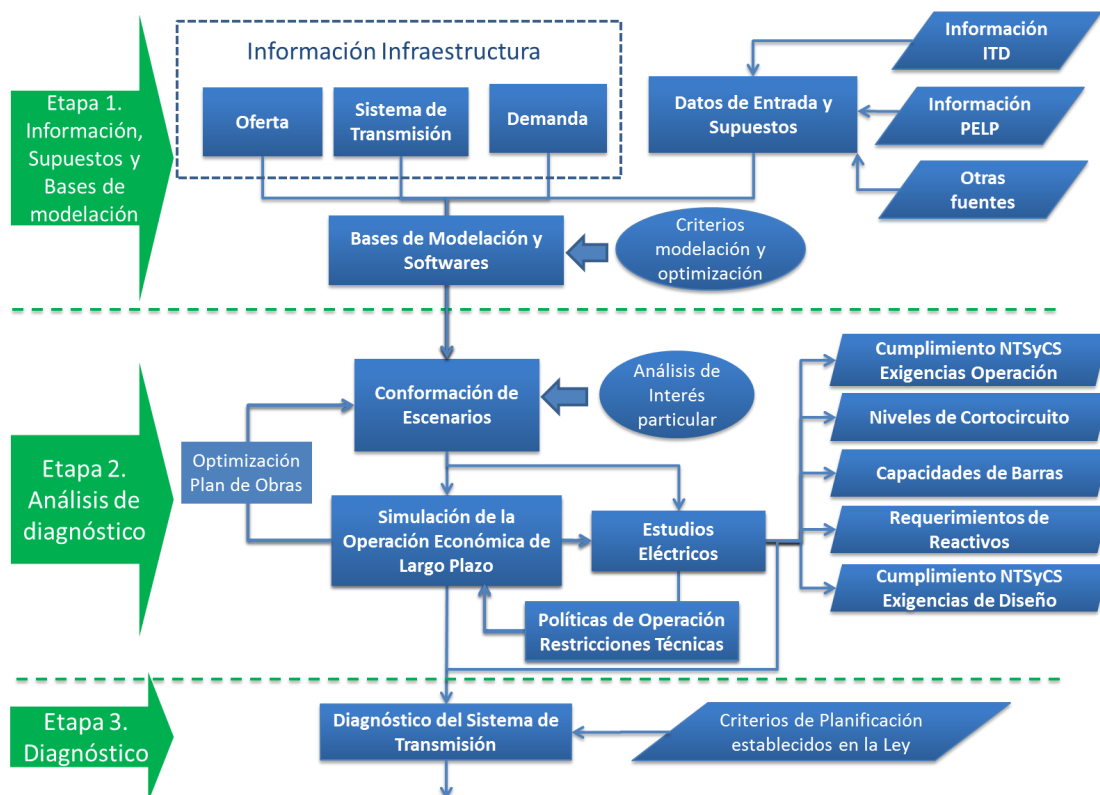


Figura 78: Diagrama Metodología PET 2022, Parte 1. [15]

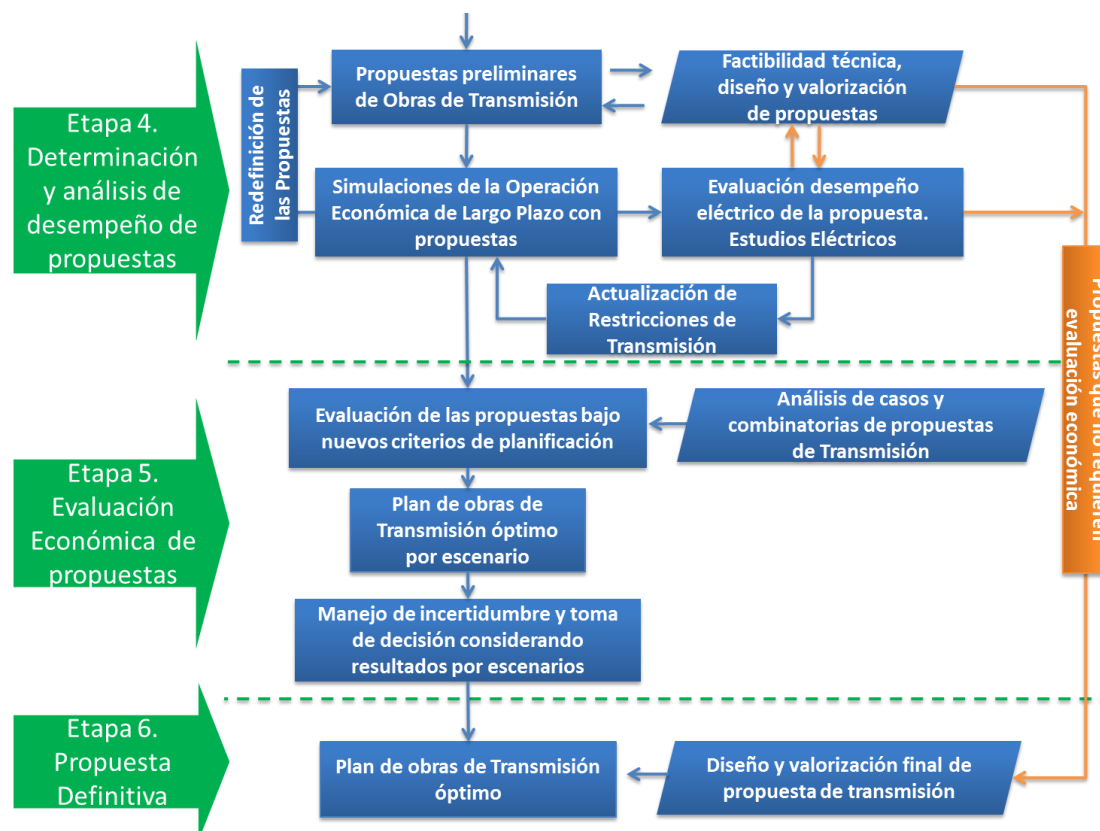


Figura 79: Diagrama Metodología PET 2022, Parte 2. [15]

En la Etapa 2 y 4 de los esquemas anteriores, se observa que posterior a realizar la optimización a largo plazo se realizan estudios eléctricos⁵⁸ que retroalimentan iterativamente información con la cual se vuelve a optimizar (restricciones técnicas, restricciones de transmisión).

4. Evaluación Ambiental Estratégica

La EAE es una herramienta gestionada por el Ministerio del Medio Ambiente (MdMA) desde el 2010 para ayudar a los ministerios en planes, políticas e instrumentos de ordenamiento territorial que tengan relación con regulaciones territoriales o de gestión de cuencas, con tal de que con un fin específico, sea diseñado y aprobado un anteproyecto de manera participativa y sustentable por los sectores relevantes: ciudadanía, sector público y privado, fundaciones, ONG y academia.

- Se inicia el proceso por algún ministerio y un objetivo definido ingresando la EAE. al MdMA
- Con la participación y aprobación de los sectores relevantes:
 - a) Se identifica impactos ambientales, sociales, económicos e institucionales.
 - b) Se define estrategias, planes y alternativas factibles y sustentables (según definiciones).
 - c) Se define la implementación y monitoreo del anteproyecto definitivo.
- Para el cierre de la EAE, los Organos responsables realizan un informe ambiental que es evaluado finalmente por el MdMA para verificar que el proceso fue adecuado y se valide el anteproyecto.

En el caso de la PET, la EAE se emplea durante el Estudio de Franjas, en donde se busca definir una franja preliminar previo a la licitación de obras de transmisión. Para ello el Ministerio de Energía debe reunir información relevante (económica, social, ambiental, etc.) para presentar en la EAE. Esto es finalmente aprobado por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. El Estudio de Franjas se origina con la Ley de Transmisión en el 2016, en el que se implementó la EAE tomando la metodología EPRI-GTC realizada en EEUU como referencia.

Se ha empleado dicha metodología por primera vez en el año 2021 para el anteproyecto de línea de Entre Ríos-Ciruelos y Ciruelos-Pichirropulli (Fuente). Según una noticia de 2018, la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre fue decretada exenta de este proceso con tal de adelantar su entrada desde 2031 a 2028.

5. Líneas HVDC

En la Re. 580-2021, la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre fue licitada con las siguientes especificaciones:

⁵⁸Estudios Eléctricos de cortocircuito, estabilidad, cargabilidad, etc., contenidos en la NTCyS.

- Al menos 3000MW de potencia nominal
- Tensión de al menos $\pm 600kV$
- Tecnología bipolar en base a LCC con retorno metálico dedicado,
- Transmisión de al menos 2000MW por polo
- S/E Convertidoras en Lo Aguirre y Kimal de 1500MW por Polo

En (Referencia CNE) se describe que LCC corresponde a utilizar inversores fuente de corriente (en base a tiristores), lo cual emplea filtros y compensación reactiva según (Referencia CEN); y, de acuerdo a (Referencia CNE 2), requiere una red fuerte en cada terminal que suministre reactivos no compensados.

En referencia CIGRE, se indica que este tipo de tecnología LCC solo controla potencia (corriente) del rectificador, sin control de reactivos.

Dado que se emplea flujos dc-linealizado en la PELP, los elementos que controlan potencia su inyección de corriente depende de los niveles de tensión (ZIP Load), por lo que puede aumentar el error y causar una solución subóptima. Esto se modela con flujos de potencia exactos no lineales en estudios eléctricos de la PET (incluyendo contingencias N-1, transitorios y dinámicos), evitando congestiones, pero dado que esto no es parte de la PELP o de la formulación de optimización, se desconoce como se retroalimentan los estudios eléctricos a la optimización de la PET y si estos limitan el espacio a una solución subóptima. La PELP tendría mayor error que la PET si no considera estos estudios y por ende se propagaría el error a la PET en la matriz de cooptimización.

En [40] se indica que para HVDC LCC es importante modelar el filtro shunt y reactor para tener resultados exactos.

- En [40] se estudia OPF (sin expansión) incluyendo líneas HVDC y utilizando distintas configuraciones que consideran redes con alta participación de redes HVDC, mix HVDC LCC y VSC, múltiples terminales de HVDC interconectados sin convertidores AC/DC de por medio, redes AC interconectadas b2b.

- **Solo un caso** mostrado asegura **emplear exclusivamente LCC**, siendo una línea única de HVDC con convertidores en sus extremos, de 5 nodos AC. Emplear flujos SOCP para este caso, en comparación a un flujo dc-linealizado (**sin pérdidas**), reduce gap de 12,697 % $\rightarrow$ 6,556 % y aumenta tiempo de computo (0,019[s] $\rightarrow$ 0,049[s])(2,5veces) con respecto a un flujo exacto en PowerModels.

- En [40] también se observa que los tiempos para un OPF SOCP y dc-linealizados pueden ser similares en sistemas pequeños. En otros más grandes: SOCP BIM es 153 veces más lento en un caso (588 nodos, gap: 2,47 $\rightarrow$ 1,79), y 79 veces más lento en otro (3120 nodos, gap: 2,89 $\rightarrow$ 0,54).

- En casos en que se considera las pérdidas del convertidor por switching y en diodos de retorno, proporcionales a la corriente⁵⁹ (similar a una ZIP load), los gaps de SOCP tienden a 0, y se distancian de flujos dc en torno a 5,4 %.

- Muestra que una OPF-No Lineal que emplea interior point, es capaz de converger exacta y localmente (no convexo) a similar tiempo que un SOC BIM (a veces 10 veces más lento, o incluso 2 veces más rápido para un caso con gran cantidad de nodos), pero sin asegurar óptimo global debido a la no convexidad. Adicionalmente un OPF no lineal no tiene garantías de convergencia, lo cual una convexa sí [40].
- Además se observa que las formulaciones empleadas para OPF de sistemas AC: SemiDefinitePrograming (SDP) y Quadratic Constrained (QC) poseen gran exactitud (gap aproximadamente cero varias veces, y 6 % en una oportunidad), superior a las SOCP, teniendo las SOCP en general mayor exactitud⁶⁰ que una formulación dc-linealizada al incluir HVDC (aunque considera distintos casos que incluyen HVDC LCC y VSC, con y sin pérdidas). SOCP además se indica pierde exactitud cuando línea HVDC esta en su límite, siendo en casos con holgura casi exactos (gap ≈ 0) [40].

- Los modelos SOCP en [40] se indica se formulan como Bus Injection Model (BIM), en base a tensiones, más exacto y mayor computo, la cual se esta empleando en el desarrollo de la memoria, y Branch Flow Model (BFM).

- SDP en particular mostró mayor exactitud y eficiencia que QC, y esto a la vez más exactitud que SOCP BIM, el más eficiente pero menos exacto, sin embargo, incluso en casos de baja cantidad de nodos (24), SDP posee inestabilidad numérica que se repite para mayor cantidad de nodos. Es decir, SDP mostró bastante mayor exactitud y similar eficiencia que SOCP, pero tiene inestabilidad numérica con mayor facilidad.

- Se indica que en un sistema mayoritariamente radial, la formulación SDP se aproxima a un SOCP con igual exactitud, siendo esta la más cercana a la no lineal.

- Dado que los convertidores en LCC no suelen tener múltiples salidas, como una red enmallada, la formulación SOCP es igual de exacta dado el carácter radial.

- Los elementos de la transmisión HVDC, desde filtro, reactor, convertidor y línea dc pueden emplear distintas relajaciones (pero no se pueden acoplar entre todas).

- Según esta fuente, acoplar una red SOCP con una HVDC con un flujo dc no es algo común (no se considera): el argumento es que el filtro, esencial para compensar los reactivos de un HVDC LCC, requiere modelar la tensión al cuadrado, lo que no está presente en flujos dc; por lo que se necesitaría incluir

⁵⁹Típicamente es un factor de $3,5 \cdot 10^{-3}$ [40].

⁶⁰Depende del caso, a veces son similares, la mitad que dc, o cercana a 0.

modelar HVDC como SOCP. Sin embargo, lo anterior puede no ser coherente con el hecho de que el consumo de reactivos se compensa escaladamente mediante condensadores.

- En particular se identificó que el conversor solo posee formulación en NL, dc-linealizado o SOC: no hace falta formular SDP o QC, dado que, por las ecuaciones, SOC (BFM y BIM) cumple formular relajaciones exactas, que se complicarían innecesariamente usando SDP o QC.

Para lo anterior, se requiere tener parámetros de la compensación empleada, transformador, y conversores de la HVDC. **Sin embargo, esto se simplifica** a un P en cada nodo con perdidas linealizadas por tramo, acotado solo por la potencia máxima de la línea; sin inyectar o consumir Q en nodos, asumiendo que es **completamente compensado** su consumo de reactivos, el cual varia y debe ser compensado de forma continua o escalonada, esto incluye el consumo del transformador y el convertidor AC/DC, destacando que los reactivos del convertidor dependen idealmente del ángulo de disparo ϕ de los tiristores [40]:

$$\begin{aligned} P_{convertidor} &= \cos(\phi) \cdot S_{nom} \\ Q_{convertidor} &= \sen(\phi) \cdot S_{nom} \end{aligned}$$