

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título

Para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

**Factibilidad de obtención de un sistema equivalente
del sistema eléctrico nacional en ambiente
POWERFACTORY**

Concepción, marzo 2026

Luis Alejandro Opazo Mellado

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepulveda.

Factibilidad de obtención de un sistema equivalente del sistema eléctrico nacional en ambiente POWERFACTORY

Luis Alejandro Opazo Mellado

Informe de Memoria de Título

Para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2026

Resumen

El presente documento se expone la Memoria de Título, cuyo objetivo principal es evaluar la factibilidad de determinar un equivalente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile con una restricción de 50 nodos como máximo en ambiente PowerFactory DigSilent.

En una primera etapa, se llevó a cabo una revisión internacional de métodos utilizados para la obtención de equivalentes dinámicos en sistemas eléctricos de gran escala. Este análisis incluyó la recopilación y evaluación de diversas metodologías de reducción de sistemas dinámicos de potencia, con el fin de identificar aquellas técnicas que podrían ser aplicables a la reducción del SEN.

Posteriormente, se desarrolló un estudio del Sistema Eléctrico Nacional, en el cual se identificaron las principales tensiones de operación (500kV, 220kV, 154kV, 110kV), así como las principales plantas de generación y los centros de distribución asociados a grandes bloques de cargas.

A su vez se realizó la aplicación de un método de reducción al Sistema Eléctrico Nacional, obteniendo un modelo reducido de éste. Además, se realizó una contrastación entre el comportamiento del sistema original y el sistema Equivalente reducido. Por último, se dan a conocer los resultados del estudio y conclusiones obtenidas del análisis posterior al desarrollo de la presente memoria.

Como resultado del trabajo realizado, se logró obtener un sistema equivalente reducido que presenta un comportamiento similar al sistema original como por ejemplo en la distribución de la demanda energética en las barras, las variaciones de tensión presentes en las barras del sistema de 500 kV, configuración de los equipos que conforman el diseño del modelo creado, la demanda y generación energética obtenida en el sistema equivalente reducido, cumpliendo con la restricción de nodos establecida. Esto permite validar la factibilidad de aplicar metodologías de reducción al SEN, facilitando su análisis y simulación sin comprometer significativamente la precisión de los resultados.



A los alumnos del pasado, presente y futuro del DIE.

Agradecimientos

Mi paso por la universidad ha sido un desafío constante, en el cual he tenido que poner a prueba muchas de mis fortalezas, así como también enfrentar mis debilidades y miedos para superar las distintas exigencias de la vida universitaria. Sin embargo, no debemos olvidar que, además de estudiantes, somos personas que también enfrentamos dificultades fuera del ámbito académico. Detrás de cada estudiante existe esfuerzo, fe y el apoyo incondicional de quienes desean verlo cumplir sus metas y sueños.

En mi caso particular, quiero agradecer en primer lugar a Dios, por darme la fortaleza necesaria para enfrentar las adversidades que se presentaron a lo largo de estos años de formación, tanto en el ámbito universitario como en mi vida personal.

Asimismo, deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, Sandro Opazo Aguayo y Claudia Mellado Aguayo, quienes desde mi infancia me han brindado su apoyo incondicional y han realizado innumerables esfuerzos para que pudiera alcanzar mis metas y anhelos. Soy plenamente consciente de los sacrificios que han hecho y de las dificultades que han debido enfrentar, incluso dejando de lado objetivos personales por mi bienestar. Estaré siempre agradecido por su amor, dedicación y entrega.

De igual manera, agradezco a mis abuelos, quienes con su cariño y sabiduría siempre me brindaron palabras de aliento en los momentos más difíciles. A mis tíos, por su constante disposición a ayudarme cuando lo necesité. También a mi querida prima Angélica Aguayo Mellado, quien fue una gran compañera durante mis años universitarios, acompañándome tanto en los buenos como en los malos momentos.

Quiero también agradecer a mis amigos Benjamín Castro, Tomás Taladriz y Javier Tapia, Danae Orellana y Isaac Burgos, quienes me acompañaron a lo largo de este proceso. Juntos compartimos experiencias, desafíos y aprendizajes que hicieron de esta etapa algo inolvidable.

Del mismo modo, agradezco profundamente a mi pareja, Patricia Dejaiffe Caamaño, por su apoyo constante, motivación y comprensión en aquellos momentos en que las fuerzas

y el ánimo parecían decaer. Sin duda, ha sido una persona fundamental en este proceso y en mi vida.

Finalmente, pero no menos importante, expreso mi sincero agradecimiento al profesor Claudio Roa Sepúlveda, quien me ha guiado durante el desarrollo de este trabajo, brindándome sus conocimientos, consejos y apoyo constante para llevar este proceso a buen término.



Contenido

Resumen	iii
Agradecimientos	v
Lista de Tablas	x
Lista de ilustraciones	x
Nomenclatura.....	xii
Abreviaciones	xii
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Trabajos previos	2
1.2.1 Análisis Nodal	2
1.2.2. Reducción por Coherencia.....	3
1.2.3. Método de reducción Ward	3
1.2.4. Discusión	4
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivos Específicos.....	5
1.4. Alcances y Limitaciones	5
1.4.1 Alcance	5
1.4.2 Limitaciones.....	6
1.5. Temario Y Metodología.....	6
Capítulo 2. Marco Teórico	7
2.1. Introducción.....	7
2.2. Método de Reducción Ward	7
2.2.1. Equivalentes externos de tipo Ward	7
2.2.2. Equivalente estándar de Ward.....	8

2.2.3. Equivalente de zona con amortiguamiento	11
Capítulo 3. Sistema Eléctrico Nacional, supuestos y condiciones generales	14
3.1. Introducción.....	14
3.2. SEN.....	14
3.2.1. Extensión de la red eléctrica.....	15
3.4. Supuestos	15
3.5. Condiciones.....	16
Capítulo 4. Aplicación método Ward en PowerFactory DigSilent.....	17
4.1. Introducción.....	17
4.2. Pasos para aplicación del método Ward en DigSilent	17
Capítulo 5. Aplicación método Ward al SEN	20
5.1. Introducción.....	20
5.2. Aplicación del método Ward zona Sur	22
5.3. Dificultades aplicación método Ward.....	29
5.4. Creación de cargas equivalentes.....	30
5.5. Aplicación de Método Ward y Cargas Equivalentes, Zona Central.....	31
5.6. Aplicación método de reducción; Región Metropolitana.....	34
5.7. Aplicación método de reducción; zona Centronorte.....	37
5.8. Aplicación método de reducción; zona Norte Chico	38
5.9. Aplicación método de reducción zona Norte Grande	40
Capítulo 6. Diseño de sistema equivalente reducido; sistema de 500 y 220 KV	42
6.1. Introducción.....	42
6.2. Diseño del sistema equivalente reducido	42
6.3. Representación gráfica del sistema equivalente reducido en Digsilent	43
6.4. Incorporación de cargas equivalentes al sistema equivalente reducido.	48



6.5. Reducción y representación de plantas generadoras en sistema equivalente reducido.	49
6.6. Compensación en líneas de 500KV.....	51
6.7. Comparación voltajes entre Sistema Eléctrico Nacional y Sistema Equivalente Reducido	54
Capítulo 7. Despacho Económico	62
7.1. Introducción.....	62
7.2. Aplicación Despacho Económico a Sistema Equivalente Reducido	62
7.3. Supuestos y restricciones despacho Económico	64
7.4. Despacho Económico por Orden de Mérito.....	65
7.5. Resultados.	69
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos futuros	71
8.1. Introducción.....	71
8.2. Conclusiones	71
8.3. Trabajos Futuros.....	73
Referencias	74
Anexos	75
Anexo A.....	75
Anexo B.	81
Anexo C.	88
Anexo D.	89
Anexo E.....	90
Anexo F.....	91

Lista de Tablas

Tabla 1. Extensión y participación en la red. (Elaboración Propia)	15
Tabla 2. Comparación de tensión barras 500kV (Elaboración propia).	55
Tabla 3. Verificación de generación y demanda tras despacho Económico empleado en el Sistema Equivalente Reducido (Elaboración propia.)	69
Tabla 4. Generadores representados Sistema Equivalente Reducido. (Elaboración Propia)	75
Tabla 5. Despacho de generadores por método “Orden de Mérito”, (Elaboración Propia)	81
Tabla 6. Barras sistema Equivalente Reducido. (Elaboración propia)	88
Tabla 7. Transformadores Sistema Equivalente Reducido. (Elaboración propia)	89
Tabla 8. Líneas de transmisión Sistema Equivalente Reducido. (Elaboración propia)	90
Tabla 9. valores de reactancia en líneas de transmisión 500 kV. (Elaboración propia)	91



Lista de ilustraciones

<i>Ilustración 1. sistema eléctrico interconectado. (Bandler, J. W., El-Kady, M. A., & Centkowski, G. (1983, octubre). Review of the Ward class of external equivalents for power systems (Report SOS-83-23-R). Simulation Optimization Systems Research Laboratory, McMaster University, Hamilton, Canadá. Recuperado de repositorio de McMaster University)</i>	<i>8</i>
<i>Ilustración 2. Sistema interno con equivalente externo. (Bandler, J. W., El-Kady, M. A., & Centkowski, G. (1983, octubre). Review of the Ward class of external equivalents for power systems (Report SOS-83-23-R). Simulation Optimization Systems Research Laboratory, McMaster University, Hamilton, Canadá. Recuperado de repositorio de McMaster University).....</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 3. Sistema interno con equivalente de sistema externo (Bandler, J. W., El-Kady, M. A., & Centkowski, G. (1983, octubre). Review of the Ward class of external equivalents for power systems (Report SOS-83-23-R). Simulation Optimization Systems Research Laboratory, McMaster University, Hamilton, Canadá. Recuperado de repositorio de McMaster University) ...</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 4. Configuración de FRONTERA. (PowerFactory DigSilent).....</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 5. Aplicación método Ward. (PowerFactory DigSilent).....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 6. Sistema eléctrico Araucanía 220KV. (SEN,PowerFactory DigSilent)</i>	<i>21</i>

Ilustración 7. Sistema eléctrico desde s/e Puerto Montt hasta Chiloé, Araucanía. (SEN, PowerFactory DigSilent)	24
Ilustración 8. Ubicación Tap Llanquihue. (SEN,Power Factory DigSilent)	24
Ilustración 9. Sistema eléctrico entre las s/e Charrúa y Ciruelos, Araucanía. (SEN,PowerFactory DigSilent)	27
Ilustración 10. Sistema eléctrica entre las s/e Charrúa y Los Varones, Charrúa. (SEN, PowerFactory DigSilent)	28
Ilustración 11. Sistema eléctrico zona central entre s/e Alto Jahuel y Charrúa. (SEN,PowerFactory DigSilent)	32
Ilustración 12. Sistema eléctrico Región Metropolitana. (SEN,PowerFactory DigSilent)	35
Ilustración 13. Sistema eléctrico Atacama. (SEN, PowerFactory DigSilent)	39
Ilustración 14.Sistema eléctrico Norte Grande (SEN,PowerFactory DigSilent)	40
Ilustración 15. Representación del sistema de 500KV y principales barras de 220KV, desde S/E Kimal hasta NVA. Maitencillo (Elaboración propia, PowerFactory DigSilent)	47
Ilustración 16. Representación del sistema de 500KV y principales barras de 220KV, desde S/E NVA. Pan De Azúcar hasta Charrúa (Elaboración propia, PowerFactory DigSilent)	47
Ilustración 17. Representación de conexión de generadores Barra Charrúa y Alto Jahuel Sistema Equivalente Reducido. (Elaboración Propia, Power Factory DigSilent)	51
Ilustración 18. Gráfico comparativo potencia Activa en barras de 220kV (Elaboración propia)	57
Ilustración 19. Comparación potencia Reactiva en barras de 220kV (Elaboración propia)....	59
Ilustración 20. SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA, POWER FACTORY DIGSILENT)	60
Ilustración 21. Sistema Equivalente Reducido, distribución de cargas y generadores. (Elaboración propia, Powerfactory DigSilent)	60
Ilustración 22. Conteo de nodos Sistema equivalente reducido. (PowerFactory DigSilent)...	61
Ilustración 23. Comparación voltajes Barras 500KV Entre SEN y el Sistema Equivalente Reducido con la aplicación del despacho creado. (Elaboración Propia).	67

Nomenclatura

VDR	: Tensión externa.
V	: Voltaje.
VB	: Voltaje Nodal.
VE	: Voltaje Nodal equivalente.
I_I	: Nodo interno.
I_B	: Nodo limite.
I_E	: Nodo Externo.
S_B^{eq}	: Potencia Nodo Limite.
E_B	: Matriz diagonal de componentes de V_B
Y_{eq}	: Matriz de admitancia nodal equivalente.
P_i^{eq}	: Potencia Activa equivalente.
Q_j^{eq}	: Potencia Reactiva Equivalente.
ΔQ_j	: Potencia Reactiva adicional.
ΔP_j	: Potencia Activa Adicional.

Abreviaciones

Mayúsculas

SEN	:Sistema eléctrico nacional
kV	: kilo volt
S/E	: Subestación Eléctrica
MW	: Mega Watt
MVAR	: Mega Volt Amper Reactivo

Minúsculas

m	: Metro
----------	---------

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción

Chile ha experimentado un crecimiento sostenido en la demanda de energía eléctrica durante las últimas décadas, lo que ha impulsado una expansión significativa del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN). Este incremento en la magnitud y complejidad del sistema ha generado nuevos desafíos operacionales, así como la necesidad de enfrentar distintos eventos que pueden afectar la estabilidad y el correcto funcionamiento de la red eléctrica. En este contexto, resulta fundamental contar con herramientas que permitan analizar el comportamiento del sistema de forma eficiente y confiable.

Una de estas herramientas corresponde al desarrollo de modelos equivalentes, los cuales permiten representar de manera simplificada sistemas eléctricos de gran tamaño. Mediante estos modelos es posible realizar estudios, simulaciones y análisis del sistema sin la necesidad de considerar todos los elementos que lo componen en la realidad. De esta manera, se facilita la comprensión del comportamiento del sistema eléctrico y se optimiza el tiempo de cálculo en estudios técnicos.

La construcción de un sistema equivalente permite identificar posibles problemas operacionales, analizar condiciones críticas de operación y evaluar distintos escenarios futuros. Para ello, se han desarrollado diversos métodos de reducción de sistemas eléctricos de potencia, los cuales permiten disminuir el número de nodos, generadores y componentes dinámicos del sistema original, manteniendo al mismo tiempo sus principales características eléctricas y dinámicas, así como su comportamiento ante diferentes condiciones de operación o eventuales fallas.

En el presente trabajo se aborda la aplicación de un método de reducción de sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de obtener un sistema equivalente reducido del SEN. Este modelo permitirá representar el comportamiento de manera similar del sistema eléctrico nacional mediante un número reducido de nodos, facilitando su análisis y estudio.

El modelo desarrollado será implementado utilizando el software DIgSILENT, PowerFactory, lo que permitirá generar un entorno de simulación accesible para estudiantes y profesionales bajo la licencia utilizada por la Universidad. De esta forma, se busca contribuir al estudio y comprensión del funcionamiento del sistema eléctrico nacional mediante una representación simplificada, pero técnicamente representativa, del sistema real.

1.2. Trabajos previos

1.2.1 Análisis Nodal

El análisis modal comenzó a aplicarse al estudio de sistemas eléctricos en las décadas de 1960 y 1970, cuando el crecimiento de los sistemas de potencia interconectados y la aparición de nuevas herramientas computacionales hicieron posible analizar modelos más complejos. Durante esta época, se observó que las oscilaciones mal amortiguadas entre grupos de generadores podían causar apagones si no se controlaban adecuadamente. Investigadores como Kundur, Sauer y Pai profundizaron en los métodos de modelado dinámico y control de sistemas de potencia. El análisis modal se convirtió en una herramienta esencial para entender la naturaleza de esas oscilaciones y diseñar sistemas de control apropiados (como PSS, Power System Stabilizers).

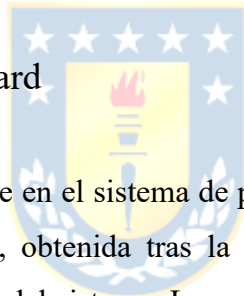
El análisis nodal es una técnica basada principalmente en la Ley de Corrientes de Kirchhoff (KCL), la cual establece que la suma de las corrientes que entran a un nodo es igual a la suma de las corrientes que salen de él.

Mediante este principio, se pueden formular ecuaciones para cada nodo del circuito con el fin de calcular las tensiones nodales, que luego permiten determinar corrientes y potencias en los distintos elementos del sistema. El análisis nodal es particularmente útil en el estudio de redes eléctricas complejas, ya que permite formular el comportamiento del circuito mediante ecuaciones matriciales, lo que facilita su implementación computacional en programas de simulación y análisis de sistemas eléctricos. [1].

1.2.2. Reducción por Coherencia

El método por coherencia es una técnica utilizada en la reducción de grandes sistemas eléctricos de potencia (SEP), particularmente útil en estudios de estabilidad transitoria o dinámica. Su objetivo es simplificar un sistema complejo agrupando generadores que se comportan de manera similar (es decir, son coherentes) ante una perturbación.

Dos o más generadores son coherentes si, ante una perturbación (por ejemplo, una falla eléctrica), sus ángulos de rotor varían de forma similar en el tiempo. Esto sugiere que actúan como un grupo unido frente a cambios dinámicos y pueden representarse como un único generador equivalente sin perder precisión en el análisis del comportamiento dinámico del sistema. [2]



1.2.3. Método de reducción Ward

El método Ward consta en que en el sistema de potencia externo se sustituye por una red de admitancia equivalente fija, obtenida tras la eliminación gaussiana de los buses externos de la matriz de admitancia del sistema. Los equivalentes externos se han utilizado durante muchos años en estudios de flujo de carga fuera de línea para reducir el problema del tamaño y, por consiguiente, el tiempo de computación y el almacenamiento. Recientemente, se ha prestado atención a los problemas del uso de equivalentes externos en el análisis de seguridad estática en línea. Se han propuesto diversos enfoques para equivalentes de redes de potencia en estado estacionario y dinámico. [3]

1.2.4. Discusión

La necesidad de obtener sistemas equivalentes reducidos ha impulsado el desarrollo de distintos métodos que permiten simplificar la representación de los sistemas eléctricos de potencia. Esta necesidad surge principalmente debido al crecimiento y la creciente complejidad que han experimentado los sistemas eléctricos a lo largo del tiempo, lo que dificulta su análisis cuando se modelan en su totalidad. Para el desarrollo del presente estudio se determina la utilización del método Ward, debido a que este presenta un buen nivel de precisión en la representación del sistema reducido en comparación con otros métodos de reducción.

Además, este método se encuentra previamente implementado en el software DIgSilent PowerFactory, herramienta que será utilizada para el desarrollo de este trabajo. La disponibilidad del método Ward dentro del entorno de simulación facilita su aplicación directa en el proceso de reducción del sistema eléctrico, permitiendo obtener un modelo equivalente que represente adecuadamente el comportamiento del sistema original desde el punto de vista de las barras de interés. Asimismo, la utilización de este método permite que futuros estudiantes puedan aplicar esta herramienta al sistema equivalente reducido desarrollado, contribuyendo al aprendizaje y comprensión de técnicas de reducción de sistemas eléctricos de potencia dentro del entorno del software utilizado. Por otra parte, es posible utilizar otros métodos de reducción cuando se busca estudiar la estabilidad transitoria, oscilaciones y respuesta ante fallas de los generadores ya que el método Ward no representa de manera precisa la dinámica de los generadores.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

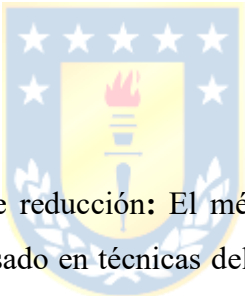
- Evaluar la factibilidad de obtención de un sistema equivalente dinámico del sistema Eléctrico Nacional (SEN).

1.3.2. Objetivos Específicos

- Realizar un análisis internacional de método para búsqueda de un equivalente del sistema nacional.
- Investigar sobre características del Sistema eléctrico Nacional.
- Implementar un método de reducción para obtener el equivalente.
- Simular el sistema nacional simplificado con un máximo de cincuenta nudos.
- Realizar Contrastación de método estudiado.

1.4. Alcances y Limitaciones

1.4.1 Alcance

- 
- **Aplicabilidad del método de reducción:** El método de reducción implementado y evaluado en este trabajo, basado en técnicas del método Ward y la obtención de un sistema equivalente en DIGSILENT PowerFactory, son aplicables a sistemas eléctricos de potencia de gran escala. No obstante, su desempeño y precisión dependen de la topología, condiciones operativas y nivel de detalle del sistema original, por lo que su extrapolación a otros sistemas debe ser validada caso a caso.
 - **Utilidad del sistema equivalente desarrollado:** El sistema equivalente del Sistema Eléctrico Nacional obtenido en este estudio constituye una herramienta simplificada que permite analizar el comportamiento dinámico del sistema con un número reducido de nodos. Este modelo es útil tanto para fines académicos como para estudios preliminares de simulación, facilitando la comprensión del comportamiento global del sistema sin requerir el modelo completo.

1.4.2 Limitaciones

- Cantidad de nodos: El software utilizado por estudiantes PowerFactory 2026 contempla un máximo de 50 nodos lo cual hace imposible poder trabajar en un sistema nacional a escala real.
- Diferencias dinámicas entre el sistema real y el equivalente: Al aplicar los diferentes métodos utilizados para la reducción de los sistemas dinámicos existe la posibilidad que ocurran cambios en comportamiento al momento de realizar pruebas a dichos sistemas.

1.5. Temario Y Metodología

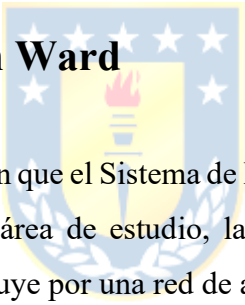
- Este documento se estructura en capítulos, donde se abordan distintos que se relacionan con la factibilidad de obtener un sistema equivalente dinámico del SEN.
- En el capítulo 2 se presenta el fundamento teórico del método a utilizar para la reducción del sistema eléctrico nacional (SEN).
- En el capítulo 3 se describen las principales características del Sistema Eléctrico Nacional, supuestos y comentarios que marcaran la forma de trabajar y la aplicación del método seleccionado.
- En el capítulo 4 se explica la aplicación del método Ward en el programa PowerFactory DigSilent.
- En el capítulo 5 se desarrolla la aplicación del método Ward al Sistema eléctrico Nacional para la reducción de este.
- En el capítulo 6 se presenta el diseño y contrastación del Sistema Equivalente Reducido.
- En el capítulo 7 se realiza un despacho eléctrico y económico.
- En el capítulo 8 se darán a conocer las conclusiones, trabajos Futuros.

Capítulo 2. Marco Teórico

2.1. Introducción

Los métodos de reducción de sistemas eléctricos de potencia permiten simplificar redes complejas conservando sus características eléctricas y dinámicas más relevantes. Estas técnicas son fundamentales para facilitar el análisis y simulación de grandes sistemas, especialmente cuando se desea estudiar una zona específica sin modelar el sistema completo. En este caso se expondrá el método Ward el cual será utilizado para llevar a cabo la reducción del SEN y así obtener un sistema equivalente reducido que sea capaz de tener una cierta similitud con el modelo original.

2.2. Método de Reducción Ward



El método Ward [3], consiste en que el Sistema de Potencia Externo el cual corresponde a la porción del sistema fuera del área de estudio, la cual es reducida para obtener una representación equivalente, se sustituye por una red de admitancia equivalente fija, obtenida tras la eliminación gaussiana de los nodos externos de la matriz de admitancia del sistema. Los equivalentes externos se han utilizado durante muchos años en estudios de flujo de carga fuera de línea para reducir el problema del tamaño y, por consiguiente, el tiempo de computación y el almacenamiento. Recientemente, se ha prestado atención a los problemas del uso de equivalentes externos en el análisis de seguridad estática en línea. Se han propuesto diversos enfoques para equivalentes de redes de potencia en estado estacionario y dinámico.

2.2.1. Equivalentes externos de tipo Ward

En general, el problema de los equivalentes de estado estacionario se puede plantear de la siguiente manera: Dado un modelo de flujo de carga resuelto de un sistema eléctrico interconectado, como el de la ilustración 1, encuentra un nuevo modelo reducido de flujo de

carga equivalente que tenga un número menor de barras y ramales que el sistema eléctrico interconectado, de modo que, ante cambios en las condiciones de operación del sistema interno, las respuestas del sistema reducido sean similares a las del sistema interconectado.

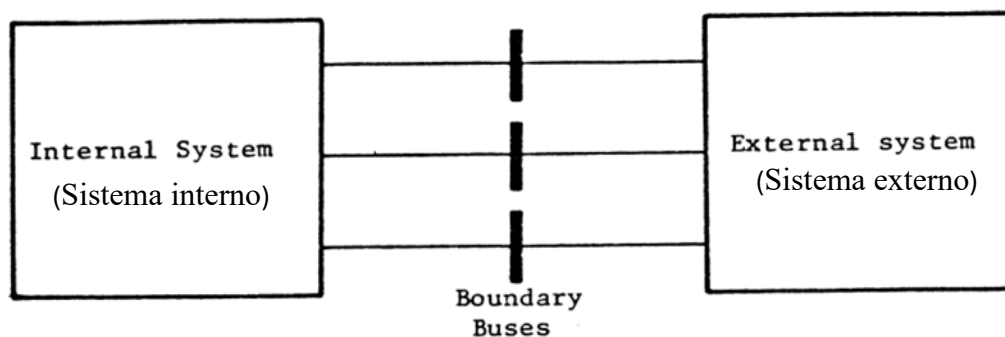


ILUSTRACIÓN 1. SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO. [BANDLER, J.W., EL-KADY, M.A., & CENTKOWSKI, G. (1983, OCTUBRE). *REVIEW OF THE WARD CLASS OF EXTERNAL EQUIVALENTS FOR POWER SYSTEMS* (REPORT SOS-83-23-R). SIMULATION OPTIMIZATION SYSTEMS RESEARCH LABORATORY, MCMASTER UNIVERSITY, HAMILTON, CANADÁ. RECUPERADO DE REPOSITORIO DE MCMASTER UNIVERSITY]

2.2.2. Equivalente estándar de Ward

Según el método Ward, el sistema externo puede representarse mediante una red equivalente de admitancia fija conectada al sistema interno en las barras de límite y mediante inyecciones equivalentes en dichas barras. El equivalente externo se obtiene eliminando las tensiones externas VRE de las ecuaciones nodales que describen el sistema de potencia interconectado, que pueden escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_I \\ \mathbf{I}_B \\ \mathbf{I}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{II} & \mathbf{Y}_{IB} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{BI} & \mathbf{Y}_{BB}^I + \mathbf{Y}_{BB}^E & \mathbf{Y}_{BE} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{EB} & \mathbf{Y}_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_I \\ \mathbf{V}_B \\ \mathbf{V}_E \end{bmatrix} \quad (2-1)$$

Donde V_I, V_B, V_E son tensiones complejas nodales en un punto de operación particular y los índices I, B, E se refieren a los nodos internos, de límite y externos, respectivamente. De (2-1), obtenemos:

$$\mathbf{V}_E = \mathbf{Y}_{EE}^{-1} (\mathbf{I}_E - \mathbf{Y}_{EB} \mathbf{V}_B) \quad (2-2)$$

Eliminado los buses externos con voltajes V de (2-1), obtenemos el modelo estándar de Ward dado por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_I \\ \mathbf{I}_B - \mathbf{Y}_{BE} \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \mathbf{I}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{II} & \mathbf{Y}_{IB} \\ \mathbf{Y}_{BI} & \mathbf{Y}_{BB}^I + \mathbf{Y}_{BB}^E - \mathbf{Y}_{BE} \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \mathbf{Y}_{EB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_I \\ \mathbf{V}_B \end{bmatrix} \quad (2-3)$$

con inyecciones de potencia en los nodos de límite:

$$\mathbf{S}_B^{eq} = \mathbf{E}_B * \mathbf{I}_{eq}^* \quad (2-4)$$

Donde $\mathbf{E}_B$ es una matriz diagonal de componentes de V_B en orden correspondiente, y

$$\mathbf{I}_{eq} = \mathbf{I}_B - \mathbf{Y}_{BE} \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \mathbf{I}_E \quad (2-5)$$

La red externa en este modelo está representada por la matriz de admitancia nodal equivalente $\mathbf{Y}_{eq}$, dado por:

$$\mathbf{Y}_{eq} = \mathbf{Y}_{BB}^E - \mathbf{Y}_{BE} \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \mathbf{Y}_{EB} \quad (2-6)$$

La ilustración 2 muestra el sistema interno con el equivalente externo que se conecta a las barras de contorno. Para obtener el modelo del sistema reducido descrito en (2-3), es innecesario conocer las corrientes de las barras externas cuando se dan las tensiones de las barras de contorno. De hecho, conociendo las magnitudes V y los ángulos de δ° de las tensiones de las barras del sistema de estudio base, es fácil calcular la inyección equivalente. Para cada i -ésima barra de contorno, tenemos:

$$P_i^{eq} = |V_i^0| \sum_{1 \leq k \leq n} |V_k^0| (G_{ik} \cos(\delta_i^0 - \delta_k^0) + B_{ik} \sin(\delta_i^0 - \delta_k^0)), \quad (2-7A)$$

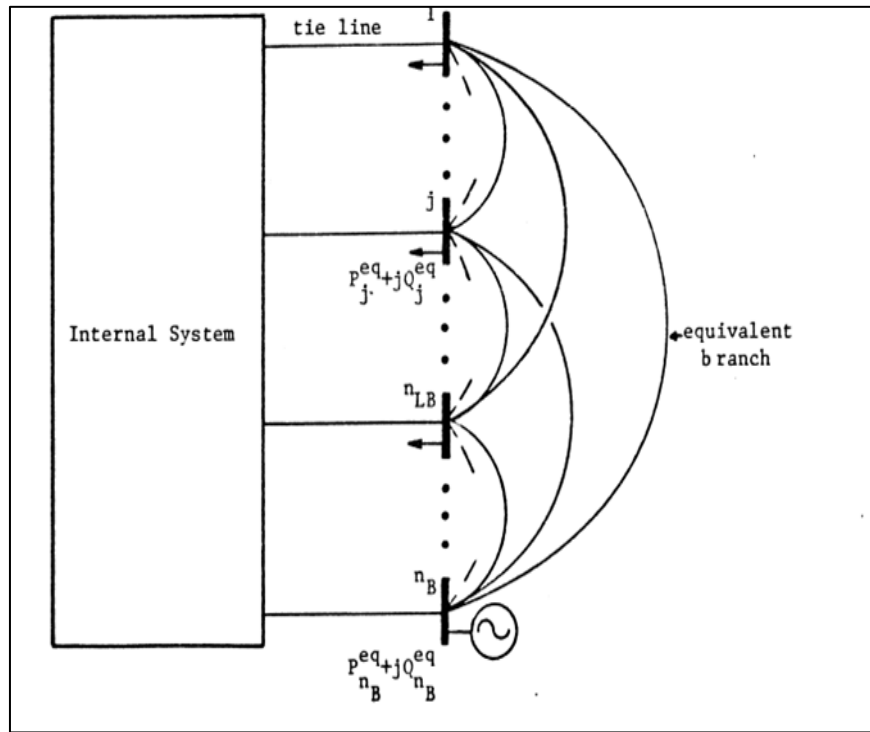


ILUSTRACIÓN 2. SISTEMA INTERNO CON EQUIVALENTE EXTERNO. [BANDLER, J. W., EL-KADY, M. A., & CENTKOWSKI, G. (1983, OCTUBRE). *REVIEW OF THE WARD CLASS OF EXTERNAL EQUIVALENTS FOR POWER SYSTEMS* (REPORT SOS-83-23-R). SIMULATION OPTIMIZATION SYSTEMS RESEARCH LABORATORY, MCMASTER UNIVERSITY, HAMILTON, CANADÁ. RECUPERADO DE REPOSITORIO DE MCMASTER UNIVERSITY]

$$Q_j^{eq} = |V_j^0| \sum_{1 \leq k \leq n} |V_k^0| (G_{jk} \sin(\delta_j^0 - \delta_k^0) - B_{jk} \cos(\delta_j^0 - \delta_k^0)), \quad (2-7B)$$

Donde P_i^{eq} y Q_j^{eq} son inyecciones de potencia activa y reactiva equivalentes para el bus de contorno i , $i = 1, \dots, n_B$ y j , $j = 1, \dots, n_{LB}$ respectivamente, n_B es el número de buses de contorno de carga, n es el número de buses del sistema reducido y $G_{ik} + jB_{ik}$ es el (i, k) ésimo elemento de la matriz compleja de admitancia de bus del sistema de potencia reducida.

Una forma alternativa de este equivalente, frecuentemente utilizada, es el equivalente sin derivaciones en el sistema externo. Antes de la reducción, las derivaciones se convierten en inyecciones de bus adicionales, de modo que solo se reduce la red externa en serie. [3]

2.2.3. Equivalente de zona con amortiguamiento

El principal problema con el equivalente estándar de Ward es que no permite importar potencia reactiva de un sistema externo si la interrupción lo requiere. Si, en lugar de eliminar todos los nodos del sistema externo, se mantienen algunos nodos de generador capaces de soportar grandes cantidades de potencia reactiva, la calidad del equivalente será mejor. El problema radica en encontrar un número suficiente de nodos de generador para mantener la potencia reactiva necesaria.

Se deben conservar las barras generadoras con la máxima capacidad de potencia reactiva.

- Es decir, se deben conservar las barras generadoras cuya diferencia entre la producción de potencia reactiva del caso base y los límites reactivos sea mayor.
- Se deben eliminar todas las barras generadoras que no produzcan suficiente potencia real o reactiva para cubrir sus necesidades locales.

Una extensión simple del equivalente de Ward estándar es el equivalente de Ward extendido. Las ecuaciones nodales del sistema de potencia reducida pueden escribirse para el método de Ward extendido de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_I \\ \mathbf{I}_{eq} - \hat{\mathbf{Y}}_{\Delta} \mathbf{V}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{II} & \mathbf{Y}_{IB} \\ \mathbf{Y}_{BI} & \mathbf{Y}_{BB}^I + \mathbf{Y}_{eq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_I \\ \mathbf{V}_B \end{bmatrix}, \quad (2-8)$$

Donde

$$\hat{\mathbf{Y}} = \begin{bmatrix} \hat{y}_1 & & & & \\ & \ddots & & & \\ & & \hat{y}_i & & \\ & & & \ddots & \\ 0 & & & & \hat{y}_{n_B} \end{bmatrix} \quad (2-9)$$

$$\hat{Y}_i = \begin{cases} = 0 & \text{si } i \text{ corresponde a PV bus,} \\ \neq 0 & \text{si } i \text{ corresponde a PQ bus,} \end{cases}$$

$K = n_B + 1, \dots, n_B + j, \dots, n_B + n_{LB}$ con con el poder activo $P_k = 0$ y $|V_K| = |V_{K-n_B}^0|$ a cada bus PQ de límite $j, j=1, \dots, n_{LB}$. A través de una rama de la entrada $\hat{Y}_j$. Los nuevos nodos fotovoltaicos ficticios no aportan potencia activa ni reactiva en el caso base. Para un cambio en las condiciones de funcionamiento del sistema interno, la inyección adicional es

$$\Delta P_j + j\Delta Q_j = V_j(V_{n_B+j}^* - V_j^*) \hat{Y}_j^* \quad (2-10)$$

Suponiendo que

$$\hat{Y}_j = j \hat{b}_j \quad (2-11)$$

Y

$$\delta_j \approx \delta_{n_B+j} \quad (2-12)$$

La inyección reactiva adicional ΔQ_j ; en el j -ésimo bus PQ límite se puede expresar como

$$\Delta Q_j = |V_j|(|V_j| - |V_{n_B+j}|)\hat{b}_j = |V_j|\Delta|V_j|\hat{b}_j \quad (2-13)$$

Las admitancias de ramas ficticias se obtienen de la siguiente manera:

- Extraer el sistema externo con sus derivaciones del sistema interconectado.
- Conectar a tierra todos los buses fotovoltaicos del sistema externo y determinar la matriz de admitancia $\mathbf{Y}$ de esta red.

- Realizar la eliminación de los nodos externos de Y; como resultado, obtenemos la matriz de admitancia nodal Y de la red que contiene solo los nodos PQ de frontera.
- para $j = 1, \dots, n_{LB}$ determine la admitancia y de la siguiente manera:

$$\hat{Y}_j = \sum_{1 \leq k \leq n_{LB}} Y_{jk}^{eq} \quad (2-14)$$

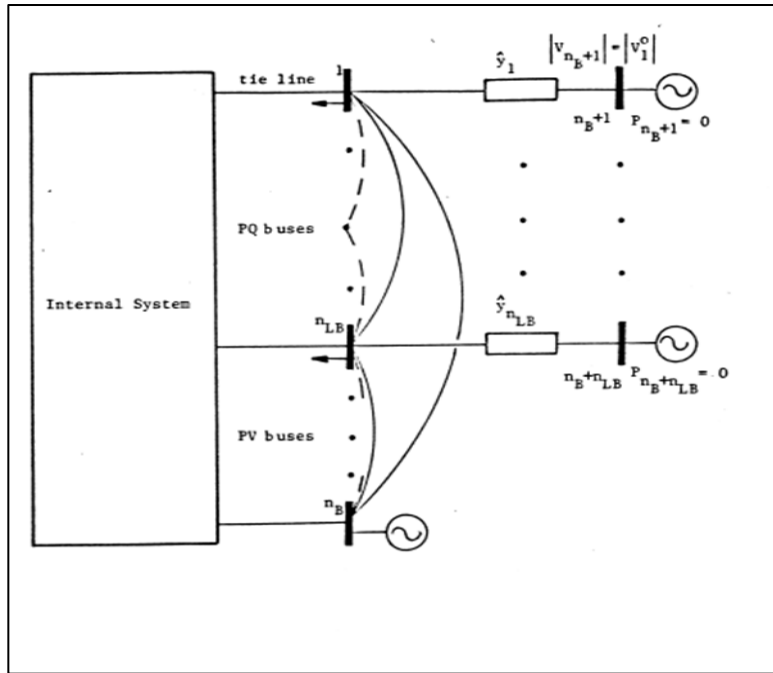


ILUSTRACIÓN 3. SISTEMA INTERNO CON EQUIVALENTE DE SISTEMA EXTERNO [BANDLER, J. W., EL-KADY, M. A., & CENTKOWSKI, G. (1983, OCTUBRE). *REVIEW OF THE WARD CLASS OF EXTERNAL EQUIVALENTS FOR POWER SYSTEMS* (REPORT SOS-83-23-R). SIMULATION OPTIMIZATION SYSTEMS RESEARCH LABORATORY, MCMASTER UNIVERSITY, HAMILTON, CANADÁ. RECUPERADO DE REPOSITORIO DE MCMASTER UNIVERSITY]

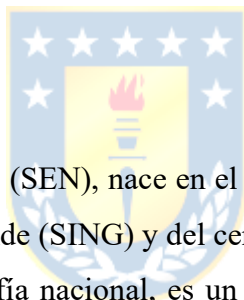
En síntesis, el método de Ward permite reducir el sistema externo mediante equivalentes de admitancia, facilitando los estudios de flujo de carga al disminuir la complejidad del modelo. Sin embargo, presenta limitaciones en la representación de la potencia reactiva, por lo que la adecuada selección de barras generadoras resulta clave para mejorar la precisión del equivalente. Por lo tanto, si bien el equivalente de Ward es una técnica eficiente y ampliamente validada, su implementación requiere criterios técnicos adecuados que permitan equilibrar simplicidad y precisión en la modelación del sistema eléctrico.

Capítulo 3. Sistema Eléctrico Nacional, supuestos y condiciones generales

3.1. Introducción

El adecuado funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia depende del control de variables fundamentales, como la tensión, la cual influye directamente en la seguridad y en la calidad del suministro eléctrico. En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) corresponde a una red de gran extensión y complejidad, cuya operación es coordinada por un organismo técnico e independiente cuyo nombre es el “Coordinador Eléctrico Nacional”, encargado de velar por el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto.

3.2. SEN



El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), nace en el año 2017, en el momento en que los ex sistemas eléctricos del norte grande (SING) y del centro sur (SIC) del país, se unificaron. Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. [7]

Su operación está coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional, organismo técnico e independiente que es responsable de la seguridad, calidad y eficiencia del suministro eléctrico en tiempo real. Una de las funciones imprescindible del coordinador es la elaboración periódica de los Estudios De Tensiones de Servicio en el cual se establecen los rangos operativos óptimos de tensión eléctrica para distintas barras del sistema. Estos estudios se realizan con base en datos reales de operación y simulaciones técnicas.

La elaboración de los Estudios de Tensiones de Servicio resulta fundamental para garantizar una operación segura, eficiente y confiable del sistema eléctrico. Estos estudios permiten definir los rangos óptimos de tensión en las distintas barras del sistema, evitando condiciones de sobretensión o subtensión que podrían afectar el desempeño y la vida útil de

los equipos. Asimismo, contribuyen a mantener la calidad del suministro eléctrico, asegurando condiciones adecuadas para los usuarios finales.

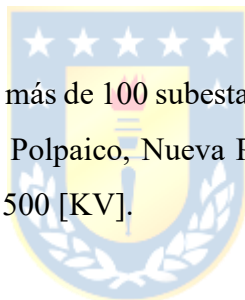
3.2.1. Extensión de la red eléctrica

Según los informes técnicos del coordinador, la red de transmisión del SEN tiene la siguiente distribución por nivel de tensión:

TABLA 1. EXTENSIÓN Y PARTICIPACIÓN EN LA RED. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nivel de tensión [kV]	Longitud total (km)	Participación en la red
220	21559	53.7%
154	1316	3.3%
110	5935	14.8%
11	64	0.2%

Estas líneas permiten conectar más de 100 subestaciones a lo largo del país, incluyendo nodos estratégicos como Cardones, Polpaico, Nueva Pan de Azúcar y Nueva Maitencillo, que forma parte de la red troncal de 500 [KV].



3.4. Supuestos

Para llevar a cabo el presente estudio fue necesario establecer una serie de supuestos y condiciones con el objetivo de viabilizar su realización. Estas decisiones se adoptaron en función de la disponibilidad de información, las restricciones técnicas y computacionales, así como de la necesidad de simplificar determinados fenómenos sin perder la validez del análisis y resultados obtenidos.

Los supuestos permiten construir un marco de análisis consistente y comparable, facilitando la modelación y el análisis del sistema en estudio. Además, buscan representar de manera razonable las condiciones reales del escenario analizado, reconociendo que ciertos factores no pueden ser incorporados en su totalidad debido a limitaciones presentes a lo largo del desarrollo de dicho análisis a nuestro caso de estudio.

- Uno de los supuestos más relevantes al momento de realizar el estudio, análisis y reducción de nuestro Sistema Eléctrico Nacional fue el descarte de todas las generadoras que utilizan para su funcionamiento Diesel y carbón. Esta decisión se basa en la transición energética en la cual se busca la descarbonización, sostenibilidad ambiental y seguridad del suministro, donde la meta es alcanzar un 80% de generación eléctrica renovable para el año 2030, basándose en el gran potencial solar y eólico del país. En la cual se contempla la reducción progresiva de la generación basada en combustibles fósiles y una mayor eficiencia de operación del sistema eléctrico.
- Como la meta es obtener un equivalente de a lo más 50 nodos, se considerarán cargas equivalentes que representan un conjunto de cargas por lo cual se considerara el punto de conexión de estas lo más representativamente posible para no afectar las distancias a las cuales se encuentran las cargas originales.
- En la aplicación del Método Ward se dejarán fuera la reducción de las plantas generadoras (parques eólicos, plantas fotovoltaicas, hidroeléctricas, biogás, gas), estas se analizarán después de la reducción de barras y cargas con el fin de mantener lo más coherentemente el análisis del sistema.

3.5. Condiciones

El sistema eléctrico nacional equivalente reducido será construido utilizando el Programa Power Factory versión 2025 (DigSilent versión 2025) por tanto, la modelación creada solo se podrá visualizar en una versión 2025 o superior de dicho programa. Esto se debe a que se solicitó una licencia de dicho programa y se trabaja a lo largo del proyecto en ella.

Capítulo 4. Aplicación método Ward en PowerFactory DigSilent

4.1. Introducción

El método Ward es una técnica de reducción de redes eléctricas para simplificar un sistema de grandes dimensiones a un sistema equivalente eléctrico que sigue manteniendo el comportamiento del sistema original. En PowerFactory Digsilent el método Ward viene incorporado para su aplicación de forma directa en el programa, el cual se tiene que aplicar a zonas específicas y estratégicas para lograr tener una reducción que sea acorde a lo esperado.

4.2. Pasos para aplicación del método Ward en DigSilent

Para lograr aplicar el método Ward en Digsilent se debe tener en cuenta una serie de pasos que nos ayudan a lograr un resultado correcto.

En primer lugar, es la definir la parte del sistema que deseamos reducir teniendo en cuenta los elementos conectados a las barras y líneas que se contemplan dentro de la zona donde se quiere realizar la aplicación de dicho método. En este punto nace el concepto de Frontera, la cual se puede definir como el conjunto de barras que delimitaran la red interna de la externa, en otras palabras, son las barras que conectan al sistema que no será reducido con la zona que nosotros deseamos reducir.

Se debe considerar barras que tengan conectados transformadores a ellas y definirlos como frontera, se logra un mejor resultado y facilita la aplicación del método de reducción. Por otro lado, si consideramos barras que estén representadas en diferentes planos de trabajo y entrelazadas entre ellas, no es posible definir la frontera ya que el programa detecta Fuga de flujo lo que impide la adecuada creación y delimitación de la frontera.

A continuación, tras tener definida la zona donde se quiere aplicar el método de reducción y las fronteras, queda definir si se busca reducir la zona interna o externa del

sistema, así se obtiene como resultado un equivalente de la zona que se encuentra fuera de las fronteras o de la zona que está dentro de ellas, la cual correspondería a la zona externa. Esto se logra seleccionando si se requiere que el método vaya con sentido hacia las barras o hacia las ramas del sistema en estudio. A modo de ejemplo en la Ilustración 4 queda representado la configuración de una frontera y la comprobación de está.

Por último, al estar definidas y configuradas las fronteras se puede aplicar el método Ward el cual está incorporado en el programa y como se logra apreciar en la Ilustración 5 se muestra la aplicación del método a la frontera antes definida.

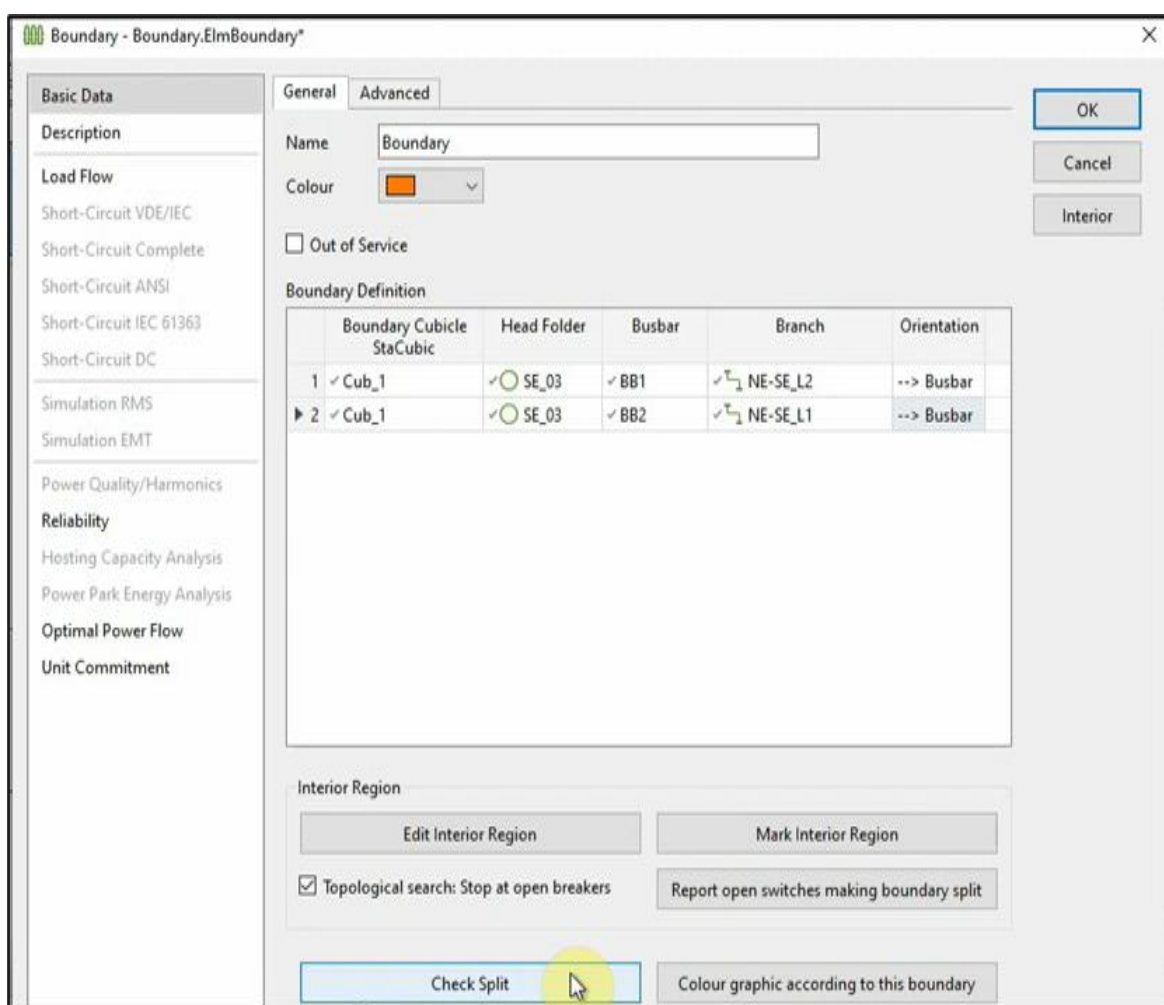


ILUSTRACIÓN 4. CONFIGURACIÓN DE FRONTERA. (POWERFACTORY DIGSILENT)

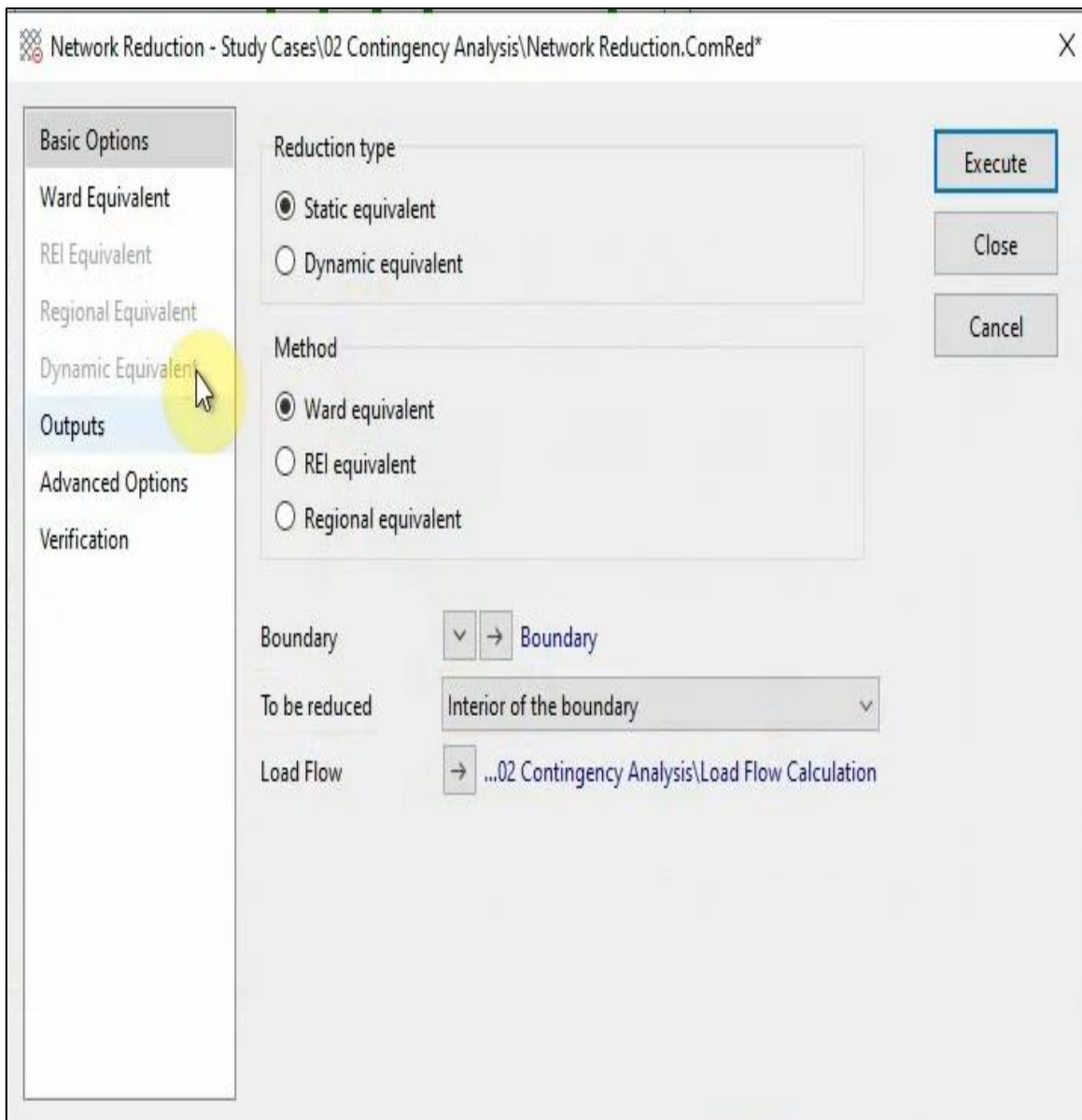


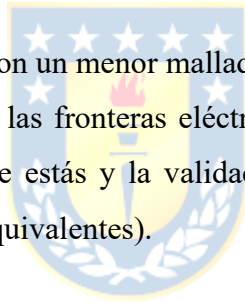
ILUSTRACIÓN 5. APLICACIÓN MÉTODO WARD. (POWERFACTORY DIGSILENT)

Capítulo 5. Aplicación método Ward al SEN

5.1. Introducción

La aplicación del método Ward al sistema eléctrico nacional, se realiza desde el sur hacia el norte del sistema antes nombrado. Esta decisión metodológica se fundamenta en la estructura propia del SEN ya que al analizar la zona sur se puede apreciar que presenta una topología más sencilla esto se puede visualizar en la Ilustración 6, donde se puede observar que cuenta con una menor densidad de barras, líneas y plantas de generación en comparación con la zona Centro -Norte, la cual contempla una mayor complejidad de análisis, operatividad y una gran concentración de energías renovables y térmica, cabe destacar que el programa utilizado tiene contados una cantidad de 4135 nodos a lo largo de todo el sistema eléctrico nacional los cuales se tiene como meta reducir a un máximo de 50 nodos.

Al comenzar por una región con un menor mallado y un menor nivel de interconexión se facilita la correcta definición de las fronteras eléctricas, la identificación de barras que permitan una correcta limitación de éstas y la validación de los parámetros equivalentes obtenidos (impedancias y fuentes equivalentes).



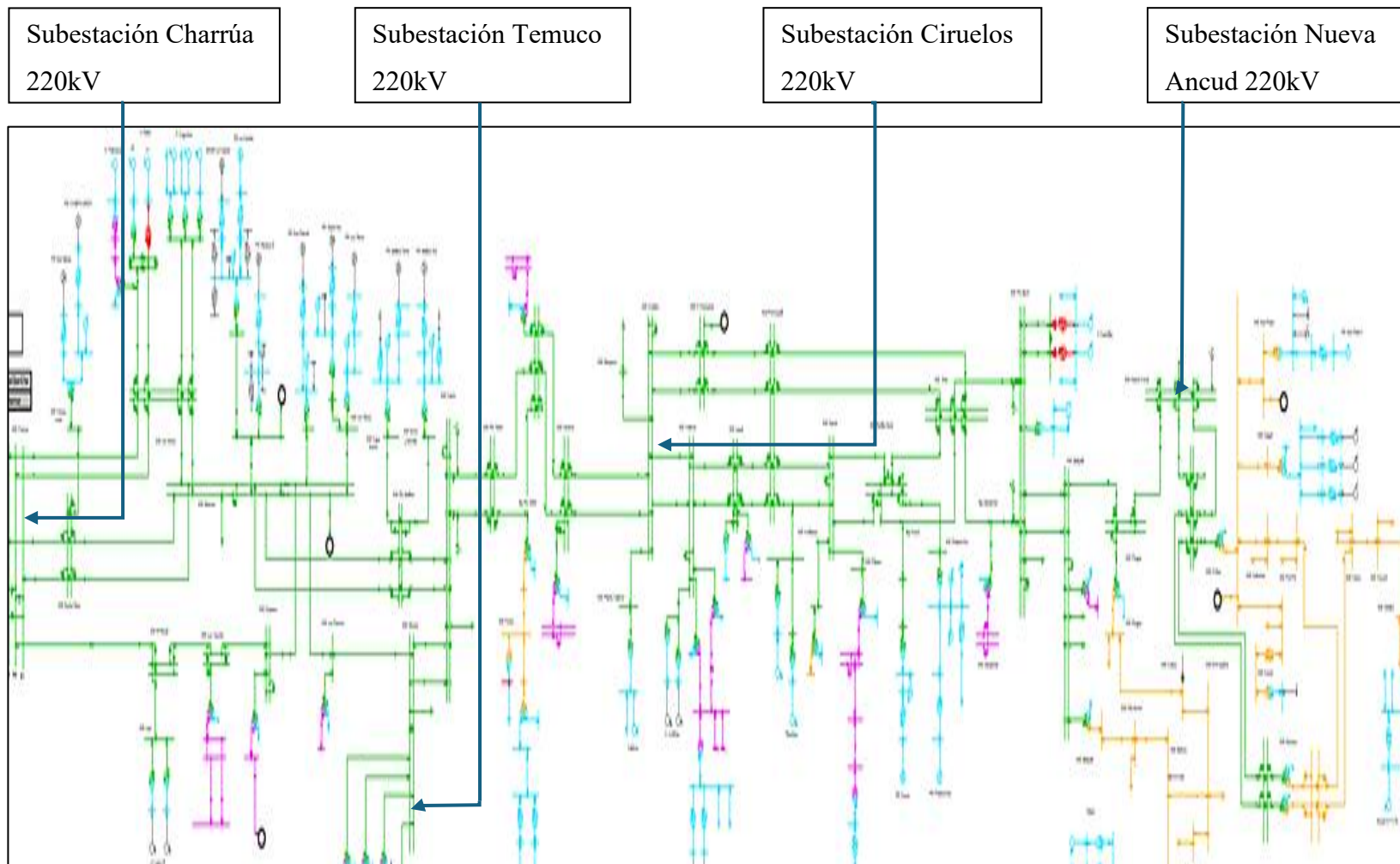


ILUSTRACIÓN 6. SISTEMA ELÉCTRICO ARAUCANÍA 220KV. (SEN,POWERFACTORY DIGSILENT)

5.2. Aplicación del método Ward zona Sur

El proceso de reducción se inicia en la zona más austral del área de estudio, específicamente desde la Isla Grande de Chiloé, Avanzando progresivamente hacia el norte. Se inicia ejecutando un flujo de potencia. Se realizó un análisis de la zona a evaluar, la cual está compuesta por una central generadora a partir de Diesel llamada Trincao que se encuentra ubicada en Quellón. Esta generadora queda fuera del análisis ya que es una planta que opera a base de Diesel por tanto no se considerara bajo el supuesto planteado anteriormente. Por otro lado, se encuentra un parque eólico llamado San Pedro 1 y 2 el cual está en funcionamiento.

En segundo lugar, se define una frontera eléctrica que se extiende desde La Pargua hasta Quellón, con el objetivo de delimitar el área a reducir mediante el método Ward. Dentro de esta zona se reducen, en una primera etapa, las subestaciones de 220 kV correspondientes a Nueva Ancud y Gamboa. Posteriormente, se procede a la reducción de las subestaciones de 110 kV: S/E San Pedro, Quellón, Dalcahue, Castro, Chonchi y Pil Pil.

La generación existente en la zona se conserva, ya que posteriormente se analizará técnicamente el punto más adecuado para su reconexión dentro del sistema equivalente resultante, asegurando una representación eléctrica coherente con la operación real.

Cabe destacar que la subestación La Pargua se encuentra ubicada en la comuna de Calbuco, en la Región de Los Lagos. Esta instalación es de especial relevancia, ya que constituye el punto de alimentación principal hacia Chiloé y el enlace de esta zona con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La conexión se realiza en 220 kV a través de cables submarinos que atraviesan el Canal de Chacao, permitiendo la interconexión eléctrica entre el continente y la Isla Grande de Chiloé.

Es importante precisar que en paralelo se va realizando un análisis en el modelo de Araucanía 66 KV. Ya que muchas subestaciones existentes en el modelo Araucanía 220KV se encuentran representadas en ambos diagramas lo cual aumenta la complejidad del análisis y la aplicación del método de reducción antes nombrado.

En tercer lugar, se decide realizar la aplicación del método de reducción desde la Subestación llamada Tineo, esta instalación opera a 220KV la cual está ubicada en la ciudad de Llanquihue cerca de Puerto Varas, Región de los Lagos.

La Subestación Tineo constituye un nodo estratégico ya que desde ella se alimenta la Subestación Puerto Montt y al Tap Llanquihue permitiendo la transferencia de energía a zonas de mayor consumo. Luego de la Subestación de Puerto Montt se produce la distribución de la energía a otras instalaciones importantes del sistema tales como Melipulli ubicada en Puerto Montt la cual cumple un rol fundamental en el abastecimiento eléctrico urbano y en la distribución hacia sectores más australes. Desde la Subestación Melipulli se alimenta, a su vez, la Subestación Pargua, emplazada en las cercanías de la localidad de La Pargua, en la comuna de Calbuco. Es importante señalar que la Subestación Puerto Montt tiene conectada una planta de generación hidráulica llamada Canutillar ubicada en la comuna Cochamo, ubicada aproximadamente 50 km de Puerto Montt, dada a su importancia como fuente de generación en la zona, esta central se mantendrá fuera y sin modificaciones al momento de realizar la reducción con el fin de preservar adecuadamente las condiciones de generación y su aporte al sistema.

Asimismo, se tiene que la Subestación Melipulli dispone de una central de generación basada en el uso Diesel como combustible para su funcionamiento. considerando uno de los supuestos descritos anteriormente esta central de generación queda afuera del análisis y de la reducción correspondiente. La Ilustración 7 muestra la ubicación de las Subestaciones nombradas anteriormente.

En este contexto, resulta pertinente definir el concepto de TAP. El corresponde a una derivación desde una línea de transmisión que permite alimentar una carga, instalación o conectar una subestación sin tener la necesidad de construir una línea desde cero.

Como se puede apreciar en la Ilustración 8, el TAP Llanquihue se ubica en la Subestación Llanquihue y está asociado a las líneas de transmisión de 220 kV y 110 kV que abastecen una parte importante del sur del país, incluyendo las zonas de Puerto Montt y Chiloé. Su función es especialmente relevante, ya que actúa como elemento de interconexión entre sistemas de diferentes niveles de tensión, contribuyendo a la estabilidad operativa, la flexibilidad del sistema y la confiabilidad del suministro eléctrico regional.

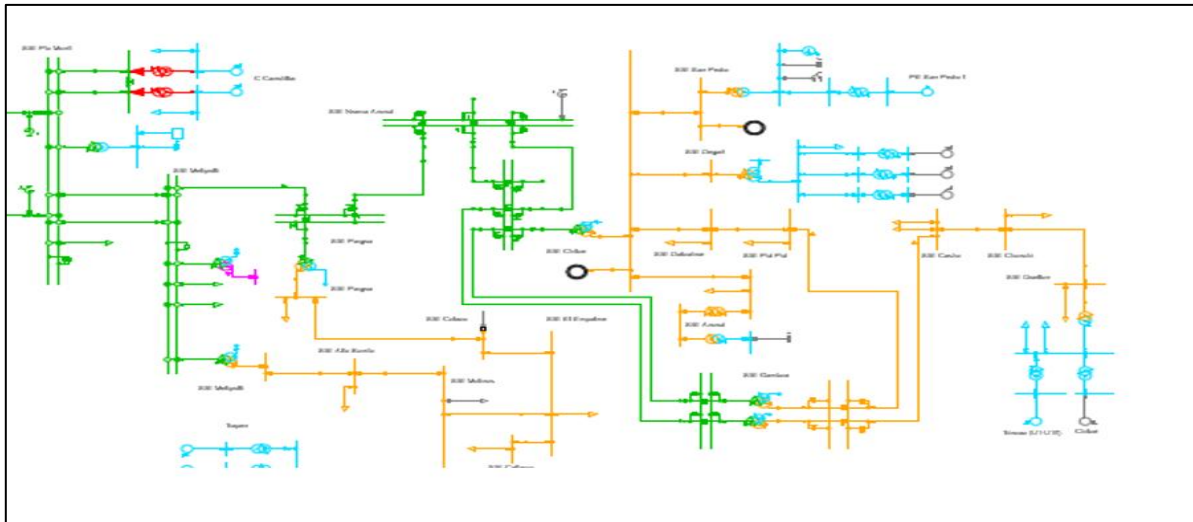


ILUSTRACIÓN 7. SISTEMA ELÉCTRICO DESDE S/E PUERTO MONTT HASTA CHILOÉ, ARAUCANÍA. (SEN, POWERFACTORY DIGSILENT)

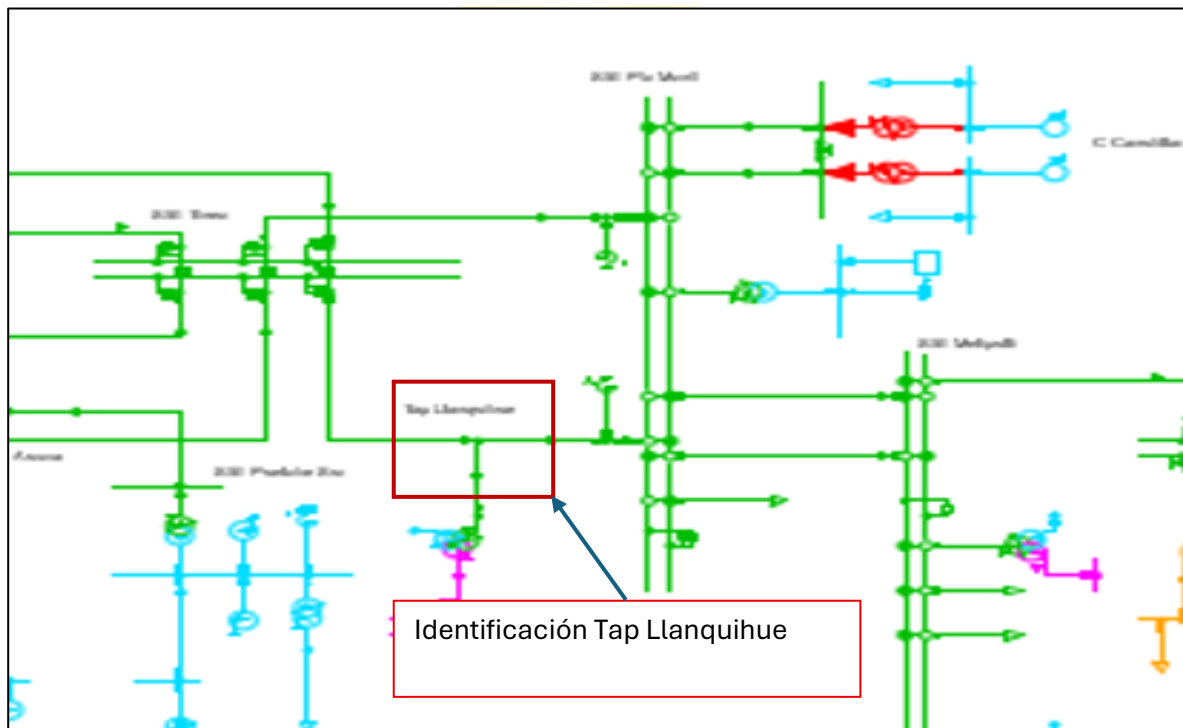


ILUSTRACIÓN 8. UBICACIÓN TAP LLANQUIHUE. (SEN, POWER FACTORY DIGSILENT)

En cuarto lugar, siguiendo con el análisis de reducción del sistema desde el sur hacia el norte, se alcanza la Subestación Puelche Sur, la cual se encuentra eléctricamente conectada a la Subestación Frutillar Norte. Esta subestación reviste especial importancia dentro del modelo, ya que en sus proximidades se emplaza el parque eólico Puelche Sur, instalación de generación renovable que aporta una potencia aproximada de 158 MW mediante un conjunto de 33 aerogeneradores. Debido a su magnitud y relevancia operativa dentro del sistema, esta fuente de generación no se le aplicara el método de reducción en conjunto con el resto del sistema, sino que se analizara de manera particular.

Adicionalmente, en el TAP Aurora se encuentra conectado otro complejo de generación renovable correspondiente al parque eólico Aurora, el cual posee una potencia instalada cercana a 129 MW. Esta central contribuye de manera significativa al balance energético de la zona sur, por lo que también se preserva dentro de la representación equivalente del sistema.

En quinto lugar, se analiza la Subestación Caramallín la cual tiene asociada la central hidroeléctrica Rucatayo, cuya potencia nominal es del orden de 52,5 MW, alcanzando aproximadamente 59 MW en condiciones de generación máxima. Esta central hidráulica cumple un rol relevante como generación base en la zona.

En sexto lugar, en la Subestación Valdivia se identifica la conexión de una planta de generación basada en biogás denominada Valdivia. No obstante, la información pública disponible respecto de su potencia instalada es limitada; por lo tanto, para efectos del estudio se considera una estimación referencial de su aporte, quedando sujeta a verificación en etapas posteriores del análisis.

Previo a efectuar una nueva etapa de reducción manteniendo siempre explícitas las fuentes de generación relevantes, se identifican además dos centrales hidroeléctricas adicionales ubicadas en la comuna de Melipeuco, Región de La Araucanía. La primera corresponde a la central Malalcahuello (complejo Carilafquén–Malalcahuello), con una potencia instalada de aproximadamente 9 MW, compuesta por dos unidades tipo run-of-river de 4,5 MW cada una. La segunda es la central Carilafquén, que presenta una potencia instalada cercana a 19,8 MW.

Ambas centrales conforman el complejo hidroeléctrico Carilafquén–Malalcahuello, el cual, pese a su menor escala en comparación con otras fuentes del sistema, aporta generación y contribuye al abastecimiento regional. Por esta razón, y en coherencia con el criterio adoptado en el proceso de reducción, dichas unidades de generación se mantienen modeladas sin aplicar el método de reducción para preservar adecuadamente la representación eléctrica del sistema equivalente en la zona de estudio.

En séptimo lugar se establece una frontera de estudio entre las Subestaciones Rahue y Tineo, lo que permitió simplificar el sistema eléctrico y reducir la Subestación Frutillar dentro del modelo de análisis. A partir de la revisión detallada de las cargas y de las plantas de generación presentes en el área, se adoptan una serie de decisiones orientadas a mantener la representatividad del sistema sin afectar la precisión de los resultados. En primer lugar, la planta de generación eólica Aurora se mantendrá fuera de la reducción. Por otro lado, la Subestación Pilauco se descarta del modelo, debido a que sus unidades generadoras se encuentran fuera de servicio y, adicionalmente, corresponde a una planta de carácter termogenerador (utiliza combustible fósil) el cual no está considerado en este escenario de estudio considerado.

En el caso de la Subestación Antillanca, se opta por crear un equivalente de carga, ya que esta subestación presenta flujo de potencia asociado a su demanda y resulta necesario mantener su efecto eléctrico dentro del sistema reducido. Finalmente, en la subestación El Laurel se identifican dos terminales conectados que, al ejecutar el flujo de potencia, no evidencian transferencia de carga; en consecuencia, y para efectos de simplificación del modelo, dichos elementos fueron eliminados por no aportar impacto eléctrico relevante al estudio.

En octavo lugar, el estudio se enfoca en las subestaciones ubicadas al norte de la Subestación Ciruelos las cuales se logran apreciar en la Ilustración 9. Analizando individualmente cada una de ellas con el objetivo de evaluar la factibilidad de su reducción junto con las cargas que tienen asociadas. La Subestación Ciruelos se encuentra emplazada en la comuna de San José de la Mariquina, en la Región de Los Ríos, en las cercanías de la planta Valdivia de Celulosa Arauco, lo que le otorga relevancia dentro del sistema por su vínculo con la demanda industrial de la zona. Avanzando hacia el norte, se identifica la

En noveno lugar, Avanzando hacia el norte el análisis se focaliza en comprender la distribución que se origina en la barra Charrúa la cual esta visible en la Ilustración 10. En esta barra se conecta una cantidad significativa de centrales hidroeléctricas y opera inicialmente en el nivel de 220 kV. Posteriormente, se produce una reducción de tensión mediante un transformador de tres devanados que entrega el nivel de 154 kV. Desde Charrúa

se establecen interconexiones con la Región de La Araucanía a través de tres subestaciones principales: Mulchén y Santa Clara, entre otras derivaciones relevantes del sistema. Una de las cargas más importantes asociadas a la barra Charrúa corresponde al área de Concepción y sus alrededores, mientras que la barra Charrúa en 154 kV alimenta directamente la zona de Los Ángeles. Asimismo, a este nivel de tensión se conectan parques eólicos; sin embargo, en el escenario de estudio estos se encuentran fuera de servicio, por lo que se han dejado sin consideración junto con sus respectivas barras para efectos de la reducción del modelo.

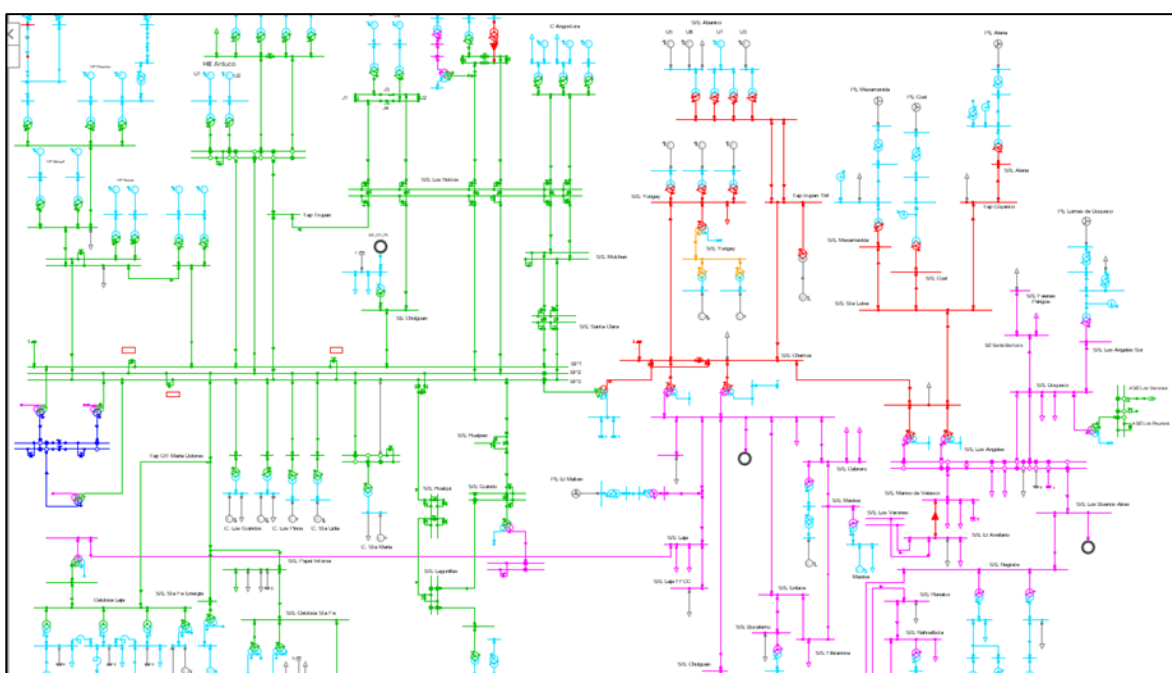


ILUSTRACIÓN 10. SISTEMA ELÉCTRICA ENTRE LAS S/E CHARRÚA Y LOS VARONES, CHARRÚA. (SEN, POWERFACTORY DIGSILENT)

Por otra parte, desde la barra Charrúa de 154 kV, como se menciona anteriormente se conectan dos transformadores reductores que disminuyen la tensión a 66 kV, alimentando una nueva barra denominada Charrúa 66 kV. En este nivel se conectan diversas cargas de magnitud relevante, principalmente asociadas a empresas industriales del sector y a la demanda de algunas localidades cercanas. Adicionalmente, en esta barra se integran unidades de generación distribuida, entre las que destacan las centrales de biogás Cholguán, Laja y Masisa, las cuales aportan potencia al sistema en el nivel de 66 kV.

5.3. Dificultades aplicación método Ward

A lo largo de la aplicación del método Ward se fueron apareciendo varias dificultades que provocaron que análisis y la metodología que se estaba llevando fuera cuestionada. La creación de fronteras en DIgSILENT PowerFactory es un paso clave cuando se aplica reducción de redes, ya que permite delimitar el área interna de estudio del resto del sistema.

Una frontera se define seleccionando las barras o líneas que separan el sistema equivalente del sistema externo, de modo que el programa pueda calcular equivalentes que mantengan el comportamiento eléctrico visto desde el área de interés. Sin embargo, tras la creación de la frontera pueden aparecer las llamadas fugas de flujo en frontera, que corresponden a desbalances de potencia activa y/o reactiva entre el sistema interno y el equivalente externo.

Estas fugas suelen originarse por varias causas típicas tales como inconsistencias en el flujo base antes de la reducción, cargas o generadores mal asignados al lado interno/externo, pérdidas no representadas correctamente en el equivalente, o por la presencia de controles activos (tap changers, control de tensión, slack mal definido) que cambian el punto de operación después de generar el equivalente. También pueden aparecer si la frontera se define en un punto eléctricamente inadecuado (por ejemplo, muy cerca de grandes generadores o cargas dinámicas). Otra situación que se logró observar es que aparecen fugas cuando una subestación eléctrica parece dos o más veces representada en diferentes esquemas eléctricos. Como por ejemplo la Subestación Ciruelos aparece representada tanto en el plano Eléctrico llamado “Araucanía 220kV” como en el “Araucanía 66kV”, esto provoca que al seleccionar las fronteras y se ejecute el flujo de potencia aparezca una fuga de este.

Para minimizar las fugas de flujo se recomienda:

- Verificar que el flujo de carga converja sin errores antes de crear la frontera.
- Ubicar la frontera en barras eléctricamente “fuertes” y alejadas de controles sensibles.
- Revisar que todas las cargas y generadores estén correctamente modelados y asignados.

- Mantener coherencia en el flujo del sistema interno.
- Recalcular o refinar el equivalente si el desbalance supera los márgenes aceptables (típicamente pocos MW/Mvar). Un pequeño desbalance es normal, pero valores altos indican que la reducción no está representando adecuadamente al sistema original.
- Cuando se representa más de una vez una Subestación primero trabajar con una de ellas para lograr reducirla en un plano y luego aplicar el mismo procedimiento en el otro de esta manera se logra realizar la reducción.

5.4. Creación de cargas equivalentes

Para dar solución al problema que se tiene con las fugas de flujo al definir las fronteras en los puntos donde se requería aplicar el método Ward, se aplica un análisis detallado a las barras y líneas con el fin de obtener la carga asociada a las barras en las que se requiere la aplicación del método Ward.

En una primera etapa, se ejecutó el cálculo de flujo de carga para obtener las variables eléctricas relevantes del sistema, tales como potencias activas y reactivas en barras y flujos de potencia en las líneas. Con estos resultados se analiza las barras ubicadas aguas arriba del área a reducir, identificando las demandas conectadas y su impacto en la operación de la red.

Posteriormente, se establece una barra para realizar la reducción y la cual es eléctricamente más representativa para la ubicación de una carga equivalente, destinada a reproducir el efecto agregado de las cargas situadas aguas abajo de la frontera. La selección de este nodo se realizó considerando criterios eléctricos tales como el nivel de tensión, la conectividad y la sensibilidad de los flujos de potencia. La magnitud de la carga equivalente se estima a partir de los valores obtenidos del flujo de potencia en la barra de referencia, incorporando explícitamente el efecto de las pérdidas en las líneas, las demandas conectadas y las subestaciones pertenecientes al sistema externo, de modo de preservar el balance de potencia activa y reactiva.

La aplicación de este análisis permite preservar adecuadamente los intercambios de potencia en la barra seleccionada y mantener la coherencia operativa del sistema reducido

respecto del modelo original. En particular, se logra eliminar las fugas de flujo previamente observadas, las cuales se manifestaban como desbalances de potencia en las barras frontera, y mejorar la estabilidad numérica del proceso de reducción mediante el método de Ward.

Cabe señalar que esta metodología es aplicada principalmente en las líneas de 66 kV, 154kV y 220kV, debido a que estos niveles de tensión presentan la mayor complejidad topológica producto del alto grado de enmallado que caracteriza a dichas redes. En estos niveles, la interacción entre múltiples alimentadores, transformadores y puntos de consumo hace especialmente relevante la correcta representación de las cargas equivalentes, ya que pequeñas inconsistencias pueden propagarse y generar errores apreciables en los flujos de potencia del sistema reducido. Por ello, la utilización de cargas equivalentes en conjunto con la reducción de Ward constituye una herramienta fundamental para garantizar modelos simplificados confiables y representativos del comportamiento real del sistema eléctrico.

5.5. Aplicación de Método Ward y Cargas Equivalentes, Zona Central

Una de las principales dificultades al iniciar el análisis de la zona central radica en la coexistencia de múltiples niveles de tensión operando simultáneamente dentro de un mismo plano eléctrico, lo que incrementa significativamente la complejidad en la aplicación de los métodos de reducción de red. Esta condición obliga a adoptar criterios de equivalencia más rigurosos, debido al fuerte acoplamiento eléctrico existente entre los distintos niveles de tensión.

En el sistema analizado se identifican cuatro niveles de tensión que interactúan de manera simultánea, estos niveles de tensión son visibles en la Ilustración 11, donde quedan definidos por colores en el sistema. La mayor parte de la red se desarrolla en el nivel de 154 kV (color rojo), el cual concentra el grueso de la transmisión zonal. Le sigue el nivel de 66kV (color rosado), ampliamente utilizado en la subtransmisión y distribución de alta potencia. Por su parte, el nivel de 110 kV (color amarillo) se localiza principalmente en las inmediaciones de la Subestación Alto Jahuel, mientras que el nivel de 220 kV (color verde)

se extiende longitudinalmente a lo largo de la zona central, constituyendo la columna vertebral del sistema de transmisión.

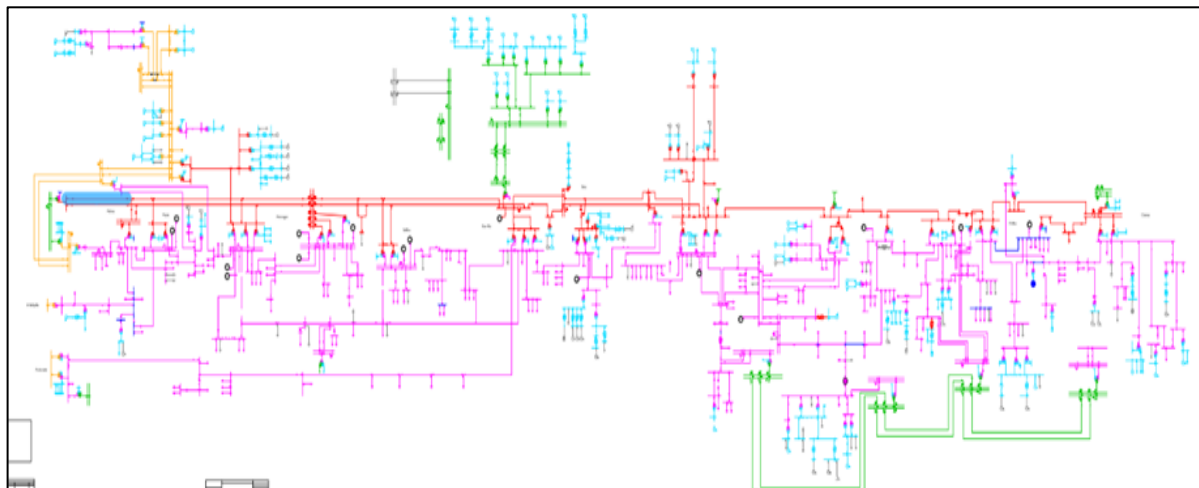


ILUSTRACIÓN 11. SISTEMA ELÉCTRICO ZONA CENTRAL ENTRE S/E ALTO JAHUEL Y CHARRÚA. (SEN, POWERFACTORY DIGSILENT)

La superposición de estos niveles de tensión, junto con el elevado grado de enmallado característico de la zona central, introduce desafíos adicionales en el proceso de reducción, tales como la correcta preservación de los intercambios de potencia entre subsistemas, la mantención de perfiles de tensión coherentes y la adecuada representación de los acoplamientos eléctricos.

Se inicia una nueva etapa del proceso de reducción del sistema, abarcando el tramo comprendido entre las Subestaciones Charrúa y Alto Jahuel, ubicada en la comuna de Buin, Región Metropolitana. En esta fase se implementa la técnica de cargas equivalentes con el objetivo de simplificar el modelo, manteniendo la adecuada representatividad eléctrica de la red.

En primer lugar, se define una carga equivalente a partir de los valores de carga de la línea, la cual se denomina Carga Equivalente Tap El Nevado. Esta carga reemplaza las demandas originalmente conectadas en las Subestaciones Santa Elvira y Nueva Aldea, permitiendo concentrar su efecto eléctrico en un único punto representativo del sistema.

Posteriormente, se construye una carga equivalente asociada a la barra de 66 kV de la Subestación Monterrico, la cual sustituye las cargas correspondientes a las Subestación Cocharcas, Hualte y parte de San Carlos. Esta carga equivalente se realiza considerando los resultados del flujo de potencia, con el fin de preservar los intercambios de potencia activa y reactiva observados en el modelo original.

De manera similar, se incorpora una nueva carga equivalente conectada en el terminal 66 kV reemplazando la demanda correspondiente a la Subestación Linares Norte. Con esta acción se reduce el número de elementos modelados explícitamente.

Continuando con el proceso de reducción, se implementa un equivalente en el tramo comprendido entre las Subestaciones Charrúa y Tres Esquinas, mediante el cual se representan las cargas asociadas a las Subestaciones Santa Clara, Bulnes y Tres Esquinas. Esta aproximación permite simplificar de manera consistente la topología del tramo sin afectar de forma significativa los flujos de potencia ni los perfiles de tensión.

Finalmente, en la Subestación Retiro se implementa una carga equivalente destinada a representar el conjunto de cargas conectadas a su barra de distribución. Con ello se logra una reducción adicional de la complejidad del modelo.

Al comenzar el análisis en otra barra para la obtención de una carga equivalente asociada a la Subestación Tinguiririca en un nivel de tensión 154 kV. Dado que esta subestación presenta dos líneas en paralelo que alimentan la red de 66 kV, se procede a modelar dos cargas equivalentes independientes, con el objetivo de representar adecuadamente el efecto agregado de las demandas conectadas aguas abajo. Esta decisión permite conservar la distribución de flujos de potencia observada en el modelo original y evitar distorsiones en la transferencia de potencia entre niveles de tensión.

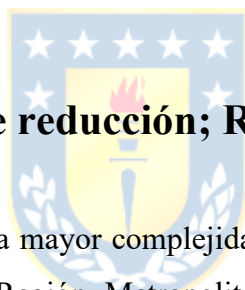
Posteriormente, se continuó con el análisis de la Subestación de Chillán, la cual se encuentra conectada y alimentada desde la red de 154 kV. De manera complementaria, se implementa una carga equivalente destinada a representar la demanda conectada en la barra de 66 kV de la subestación antes nombrada.

Adicionalmente, se verifica la existencia de diferentes plantas generadoras tales como plantas fotovoltaicas (PFV), hidroeléctricas, biomasa, termoeléctricas y eólicas a lo largo de

la zona. Se deja establecido que el análisis perteneciente a cada una de ellas debe ser revisado y validado en etapas posteriores del estudio, debido a su posible impacto en los flujos de potencia y en las condiciones operativas del sistema.

Continuando con el proceso de simplificación, se procede a la implementación de cargas equivalentes en las subestaciones Montenegro 154 kV y Monterrico 154 kV, con el fin de representar de manera agregada las demandas conectadas en sus respectivos niveles inferiores.

De forma análoga, se desarrollan equivalentes de carga en las Subestaciones Malloa 154 kV (dos equivalentes), Punta de Cortes 154 kV (dos equivalentes), Rancagua 154 kV (tres equivalentes), Curicó y el Tap Molina. La multiplicidad de cargas equivalentes en estas subestaciones responde a la necesidad de representar adecuadamente los distintos alimentadores y ramales presentes en cada nodo.



5.6. Aplicación método de reducción; Región Metropolitana

Una de las zonas que presenta mayor complejidad para la aplicación de los métodos utilizados en este estudio es la Región Metropolitana, debido a la alta densidad de infraestructura eléctrica y al elevado nivel de interconexión entre subestaciones. En esta zona, gran parte de las instalaciones de transmisión se encuentran enlazadas formando configuraciones en anillo y mallas, lo que, si bien mejora la confiabilidad y continuidad de suministro, también dificulta la deducción equivalente del sistema y el análisis simplificado de flujos de potencia. En particular, la existencia de múltiples caminos eléctricos entre nodos genera una mayor interacción entre variables, incrementando la sensibilidad de los resultados frente a cualquier reducción o modelación equivalente.

Desde el punto de vista operativo, la Región Metropolitana constituye el principal centro de consumo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), concentrando una proporción significativa de la demanda del país. Por esta razón, la red de transmisión ha sido desarrollada con altos niveles de redundancia y flexibilidad, incorporando subestaciones troncales estratégicas como Subestación Alto Jahuel y Subestación Polpaico, que actúan como nodos

estructurales para la inyección y reparto de potencia hacia el Gran Santiago. Estas instalaciones permiten canalizar la energía proveniente principalmente desde los polos de generación ubicados al sur y norte del sistema. El sistema eléctrico de la Region metropolitana queda visible en la Ilustración 12.

En términos de niveles de tensión, en la Región Metropolitana coexisten redes de 220 kV, 154 kV y 110 kV, las cuales cumplen funciones diferenciadas dentro de la cadena de suministro eléctrico. El nivel de 220 kV corresponde mayoritariamente a la transmisión zonal y troncal interna, encargada de transportar grandes bloques de potencia entre subestaciones principales. Por su parte, la red de 154 kV opera como un nivel intermedio de subtransmisión que permite acercar la energía a los centros urbanos, mientras que el nivel de 110 kV se utiliza principalmente para la distribución de alta potencia hacia las redes de media tensión que finalmente abastecen a los usuarios finales.

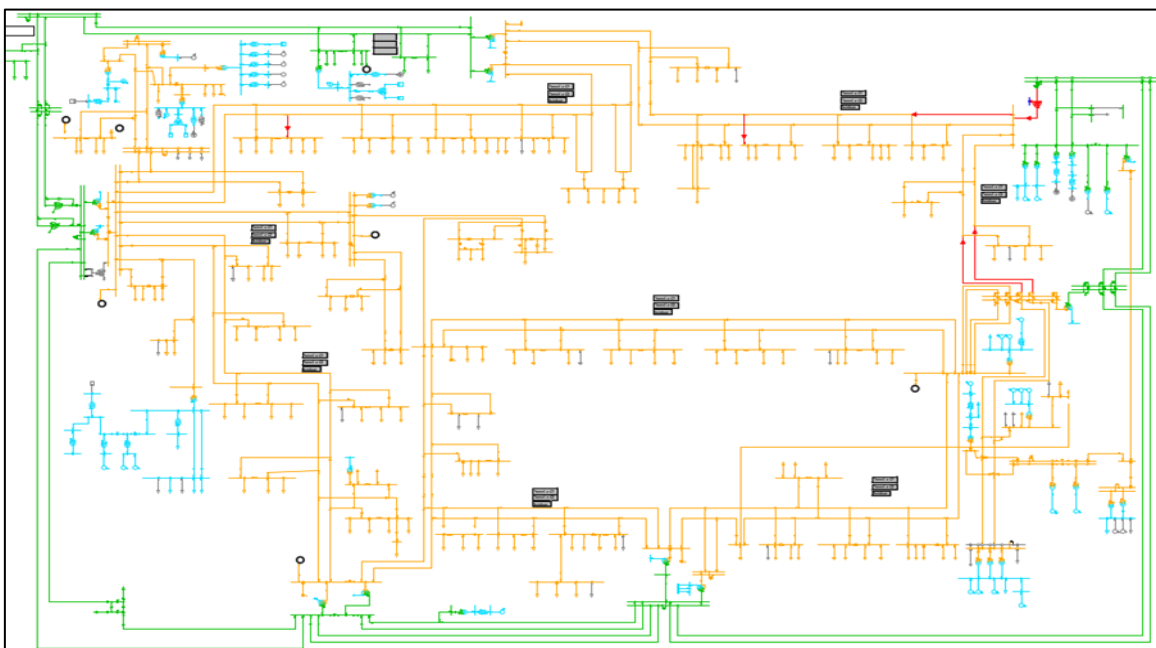


ILUSTRACIÓN 12. SISTEMA ELÉCTRICO REGIÓN METROPOLITANA. (SEN,POWERFACTORY DIGSILENT)

Iniciando el análisis y proceso de reducción de la red eléctrica de la Región Metropolitana, se realiza una revisión detallada de las principales subestaciones que estructuran el mallado de transmisión y subtransmisión de la zona. La selección de estos

nodos se efectúa considerando su nivel de tensión, ubicación geográfica y relevancia en los flujos de potencia del sistema. Las subestaciones analizadas fueron las siguientes:

- Subestación Cerro Navia (220 kV y 110 kV)
- Subestación Buin (220 kV y 110 kV)
- Subestación Chena (110 kV)
- Subestación Los Almendros (110 kV)
- Subestación La Cisterna (220 kV y 110 kV)
- Subestación Lo Aguirre (220 kV y 110 kV)

En una primera etapa se aborda el análisis del nivel de 110 kV, comenzando por las subestaciones Los Almendros y Chena, debido a que forman parte del anillo de subtransmisión que alimenta el sector sur de Santiago. Mediante la ejecución de estudios de flujo de potencia en DigSILENT, se identifican las magnitudes de las cargas conectadas a cada barra. A partir de estos resultados fue posible construir cargas equivalentes representativas, obteniéndose dos cargas equivalentes asociadas al área de influencia de la Subestación Chena y una carga equivalente para la Subestación Los Almendros. Con esta aproximación se logra reducir de manera significativa el mallado de 110 kV de la Región Metropolitana, preservando adecuadamente los intercambios de potencia hacia el resto del sistema.

De forma complementaria, se define una frontera eléctrica en la barra de 110 kV de la Subestación Buin, lo que permite aplicar el método de equivalentes tipo Ward en esta zona, manteniendo la coherencia eléctrica entre el sistema reducido y la red original. Esta decisión resulta clave para aislar el comportamiento del anillo de subtransmisión sin perder representatividad en los flujos hacia niveles superiores de tensión.

Posteriormente, el análisis se extiende al nivel de 220 kV, donde se concentran los principales corredores de transmisión del área metropolitana. Una de las primeras subestaciones evaluadas es Cerro Navia, ubicada en el sector norponiente de Santiago. A partir del flujo de potencia se obtuvo una carga equivalente la cual permite simplificar de forma importante la representación de la zona norponiente de la Región Metropolitana, manteniendo los niveles de tensión y flujos dentro de márgenes aceptables.

En continuidad con el proceso de reducción, se analiza la Subestación Lo Aguirre, nodo relevante del sector poniente. En este caso se determinan dos cargas equivalentes, lo que permite representar adecuadamente la demanda agregada de su zona de influencia y reducir el mallado asociado sin afectar la precisión del modelo.

Finalmente, se efectúa la reducción en la Subestación Buin a nivel de 220 kV, obteniéndose una carga equivalente que representa el comportamiento eléctrico del sector sur de la Región Metropolitana, particularmente en su interacción con la Subestación Alto Jahuel, uno de los nodos estructurales del sistema en la zona central. Con esta última etapa se consigue una simplificación consistente del sistema metropolitano, conservando las variables eléctricas más relevantes para los estudios posteriores.

5.7. Aplicación método de reducción; zona Centronorte

En esta etapa del estudio se trabaja en el tramo comprendido entre la zona norte de la Región Metropolitana de Santiago y la Región de Coquimbo. Esta área del Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por presentar una topología relativamente más simple en comparación con otras zonas del sistema, lo que facilita la aplicación de metodologías de reducción de red, particularmente el método de Ward.

El proceso se inicia con el análisis de la Subestación Quillota, en la cual fue posible definir una frontera eléctrica adecuada. Esto permite aplicar satisfactoriamente el método de Ward, obteniendo un equivalente que representa de manera adecuada el comportamiento del sistema externo respecto del área de estudio.

Posteriormente, el análisis se dirige a las subestaciones Subestación Nueva Ventanas, Subestación Agua Santa y Subestación Las Dichas. En cada uno de estos casos se logra implementar el procedimiento de reducción, obteniéndose dos cargas equivalentes por subestación, las cuales permiten representar de forma simplificada la demanda y el intercambio de potencia con el sistema externo, manteniendo un nivel adecuado de precisión para los estudios de flujo de potencia.

Finalmente, se aborda el análisis de las subestaciones Subestación Coquimbo en nivel de 110 kV y Subestación La Serena en nivel de 110 kV. En estos casos, durante la definición de las fronteras se detecta la presencia de fugas de flujo, lo que dificulta la correcta aplicación del método de Ward bajo los criterios establecidos. Debido a esta condición, se opta por realizar el modelamiento mediante la creación de cargas equivalentes obtenidas a partir del análisis de flujo de potencia, asegurando así una representación coherente del comportamiento eléctrico de ambas subestaciones dentro del modelo reducido.

5.8. Aplicación método de reducción; zona Norte Chico

Siguiendo con la aplicación del método de reducción, el análisis se traslada hacia la zona norte del país, específicamente al área comprendida entre las subestaciones Subestación Cardones (220 kV) y Subestación Pan de Azúcar (220 kV), lugar representado en la Ilustración 13. Este corredor del Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por una alta concentración de proyectos de generación renovable, principalmente plantas fotovoltaicas y una creciente incorporación de sistemas de almacenamiento BESS. Adicionalmente, se trata de una zona con fuerte actividad industrial asociada al sector minero, lo que se traduce en perfiles de demanda relevantes y altamente variables. Por estas razones, resulta fundamental realizar un análisis detallado de los flujos de potencia en barras y líneas, con el fin de comprender adecuadamente el comportamiento eléctrico del sistema y ejecutar de manera correcta las reducciones equivalentes.

Al examinar la Subestación Pan de Azúcar 220 kV, se observa que su ubicación topológica y su nivel de interconexión permiten definir fronteras eléctricas adecuadas para la aplicación del método Ward. Dada la importancia estratégica de esta subestación dentro del sistema de transmisión, se procede a implementar la reducción manteniendo coherencia con los criterios de preservación de intercambios de potencia en la frontera.

Por otra parte, al analizar la Subestación Los Vilos, el estudio de flujos de potencia evidencia la presencia de fugas de flujo al momento de establecer la frontera. Para resolver esta dificultad, el cual requiere un análisis exhaustivo, se opta por modelar la demanda de la

subestación mediante dos cargas equivalentes, lo que permite capturar de mejor manera el intercambio neto de potencia sin cambiar el comportamiento del sistema en estudio.

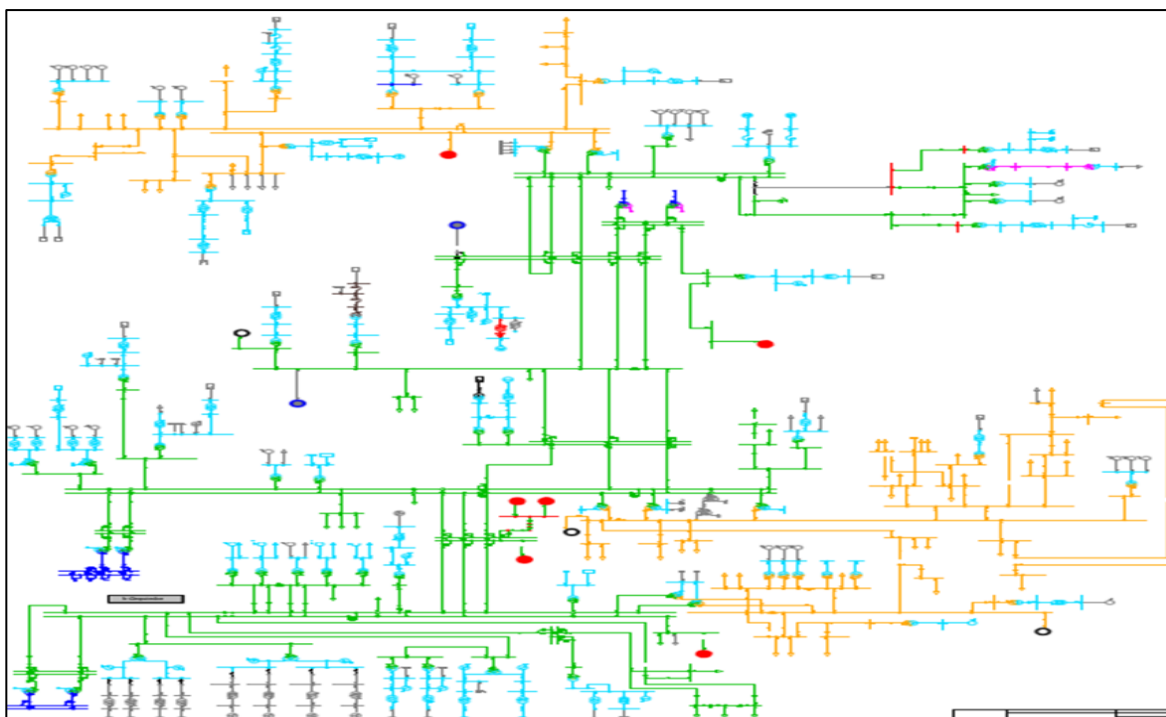


ILUSTRACIÓN 13. SISTEMA ELÉCTRICO ATACAMA. (SEN, POWERFACTORY DIGSILENT)

Continuando con el proceso de reducción, se estudia las siguientes subestaciones identificadas como Subestación Vallenar (110 kV), Subestación Huasco (110 kV) y Subestación Ovalle (110 kV). En cada una de ellas se aplicó el análisis para obtener cargas Equivalentes. Esta decisión metodológica permitió simplificar la red manteniendo la representatividad de la demanda local. Es importante señalar que, en esta etapa del estudio, las plantas generadoras asociadas a estas zonas se mantienen explícitamente fuera del proceso de reducción, con el objetivo de analizarlas posteriormente de forma individual y evaluar con mayor precisión su impacto en los flujos de potencia del sistema.

5.9. Aplicación método de reducción zona Norte Grande

Por último, se aborda la reducción del sistema eléctrico en la zona del Norte Grande, en la Ilustración 14 se logra observar la distribución del sistema eléctrico. Esta área se caracteriza por la presencia de grandes operaciones mineras abastecidas desde distintas barras del sistema, lo que incrementa de manera significativa la demanda eléctrica regional. Asimismo, las barras en esta zona se encuentran, en general, más distantes entre sí, lo que dificulta el análisis del sistema debido al efecto de las longitudes de línea sobre los flujos de potencia.

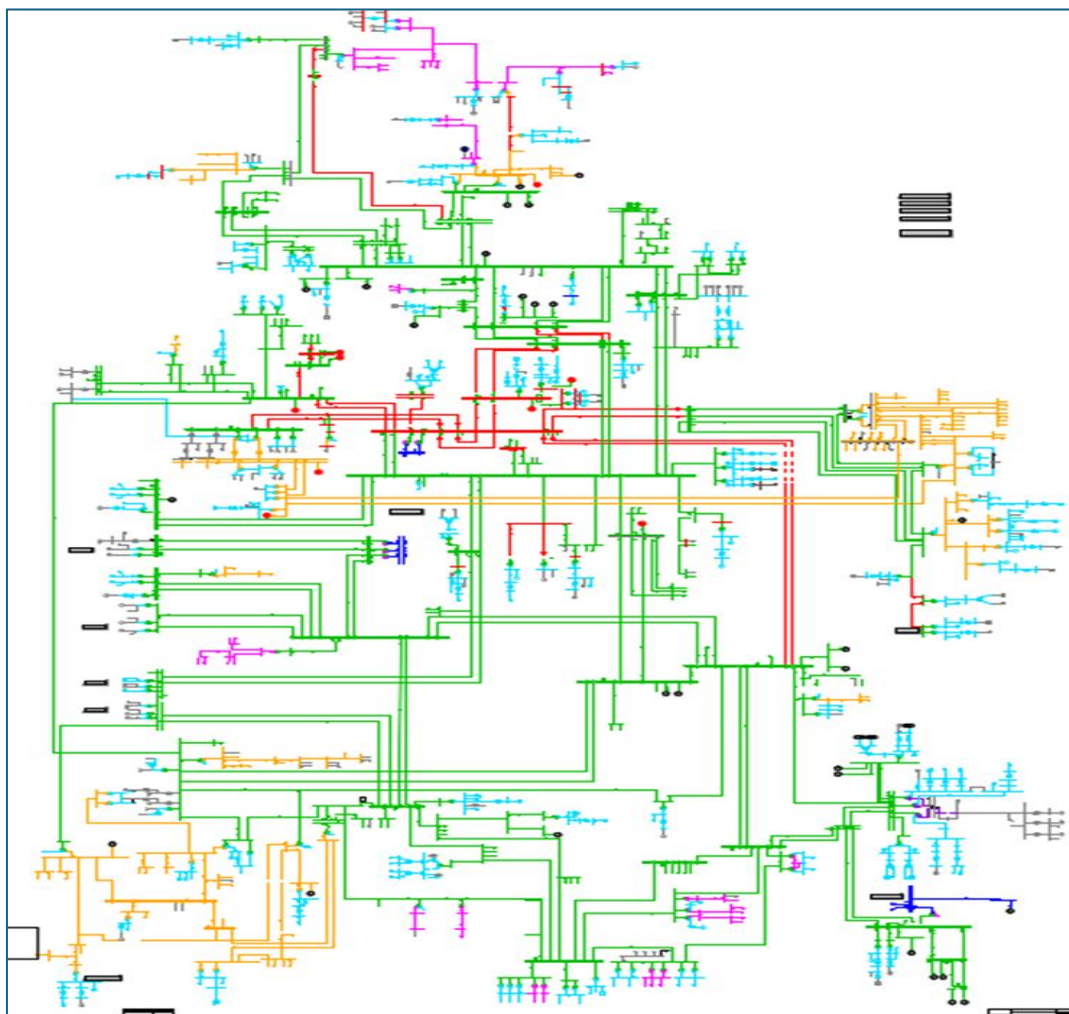


ILUSTRACIÓN 14. SISTEMA ELÉCTRICO NORTE GRANDE (SEN, POWERFACTORY DIGSILENT)

Como herramienta principal se utiliza el análisis de flujo de potencia para la comprensión del funcionamiento del sistema. Adicionalmente, se observa una alta concentración de plantas de generación solar y sistemas de almacenamiento de energía (BESS), junto con una menor presencia de generación termoeléctrica basada en combustible fósiles como es el Diesel y Carbón.

El estudio se inicia con foco en la barra de 220 kV de la Subestación Kimal. Durante el intento de definición de fronteras se detecta fugas de flujo de potencia, lo que dificulta la aplicación directa del método de Ward en esta zona. En consecuencia, se procede a analizar el flujo de potencia de dicha barra y a crear dos cargas equivalentes que representan las demandas conectadas aguas abajo. Un procedimiento similar se aplica en las subestaciones Laberinto y Los Andes, donde se decide modelar la demanda mediante cargas equivalentes conectadas directamente a cada barra.

Con estas acciones se logra reducir en gran medida el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). No obstante, al verificar la cantidad de nodos registrados por el programa DlgSILENT, se verifica que la cantidad de estos es muy superior a la meta planteada al comienzo del estudio la cual es un máximo de 50 nodos. Por este motivo, se realiza una reevaluación de las reducciones efectuadas y de la metodología aplicada hasta el momento.

A partir de este análisis se avanza a reconstruir el diagrama de los niveles de 500 kV y 220 kV en un apartado independiente, con el fin de comprender con mayor claridad el criterio mediante el cual el programa contabiliza los nodos. Esto resulta especialmente relevante considerando que, con el proceso de reducción previo, se logra disminuir casi en su totalidad las barras de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV. Cabe destacar que se conservan las barras más relevantes en 220 kV, las cuales se consideran en la etapa de dibujo del sistema reducido.

A modo resumen en este capítulo se aplica el Método Ward al Sistema Eléctrico Nacional, desarrollando un proceso de reducción progresivo desde la zona sur hacia el norte. Para cada etapa, se ejecuta un flujo de potencia y se definen fronteras eléctricas que permiten reemplazar el sistema externo por equivalentes. Se establecen criterios para mantener las fuentes de generación relevantes y simplificar elementos de menor impacto. Durante el proceso, se identifican dificultades asociadas a fugas de flujo y a la complejidad del sistema, las cuales se corrigen mediante la implementación de cargas equivalentes.

Capítulo 6. Diseño de sistema equivalente reducido; sistema de 500 y 220 KV

6.1. Introducción

En este capítulo se aborda el diseño y la representación gráfica del sistema de 500 kV y del sistema de 220 kV, los cuales conforman el modelo reducido del sistema eléctrico en estudio. El objetivo principal es construir una representación simplificada que conserve, en la medida de lo posible, la topología y el comportamiento eléctrico del sistema original teniendo en consideración un máximo de 50 nodos para así lograr el correcto funcionamiento en la licencia educacional en Power Factory DigSilent.

6.2. Diseño del sistema equivalente reducido

El análisis se inicia con el sistema de 500 kV, cuya modelación se extiende desde la Subestación Kimal, ubicada en el norte del país en la Región de Antofagasta, hasta la Subestación Charrúa, situada en la zona centro-sur. Durante este proceso se procura mantener la forma original de la red y la distribución relativa de las subestaciones respecto del sistema real, buscando la mayor semejanza topológica posible. Esto permite que los resultados obtenidos del modelo reducido sean representativos del comportamiento real del sistema original.

Con el fin de cumplir la meta de limitar el modelo a 50 nodos, las decisiones de diseño y representación deben ser necesariamente estrictas. En consecuencia, cada subestación se representa mediante una barra simple, de modo que el software considere cada barra como un único nodo eléctrico. Esta simplificación es fundamental para reducir la complejidad del sistema sin perder la coherencia del flujo de potencia.

Adicionalmente, se procura respetar las distancias eléctricas entre barras, manteniendo la proporcionalidad de las longitudes de las líneas. Para ello se crean los “Tipo” que corresponden a las características y configuración de las líneas eléctricas. Contienen la

información técnica y los parámetros eléctricos de cada una de las líneas de transmisión empleadas. Esta misma filosofía de modelación se aplica a los transformadores, los cuales conservan los parámetros característicos del sistema original (potencia nominal, tensiones, impedancias, entre otros), asegurando así la consistencia del modelo reducido.

En lo que respecta al sistema de 220 kV, se pone especial énfasis en la correcta ubicación relativa de las subestaciones. Al igual que en el nivel de 500 kV, estas se modelan mediante una barra simple para controlar el número total de nodos. Se mantienen las distancias entre subestaciones y las cargas se conectan directamente a las barras correspondientes con el propósito de no sobrepasar el límite establecido de nodos.

En este nivel de tensión se asume despreciable la distancia original entre las cargas y la barra de conexión, priorizando la simplificación del modelo por sobre el detalle geográfico fino. No obstante, se procura representar explícitamente aquellas subestaciones de mayor relevancia operativa dentro del sistema, de modo que el modelo reducido conserve adecuadamente los principales corredores de transmisión y centros de consumo.

6.3. Representación gráfica del sistema equivalente reducido en Digsilent

Se inicia el trazado del sistema equivalente reducido de 500 kV por la zona norte del país, comenzando con la primera subestación, correspondiente a la Subestación Kimal, ubicada en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Esta instalación se representa mediante una barra simple denominada “Kimal 500 kV”.

Continuando hacia el sur, se incorpora la segunda subestación, la Subestación Changos, emplazada en la comuna de Mejillones, Región de Antofagasta. Al igual que la anterior, se modela mediante una barra simple denominada “Changos 500 kV”. Ambas barras se interconectan mediante dos líneas de transmisión en paralelo de 500 kV con una longitud de 139,292 km, para las cuales se define un tipo de línea específico.

Posteriormente se integra la tercera subestación, la Subestación Parinas, ubicada en la comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta. La barra asociada se denomina “Parinas

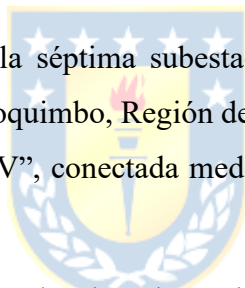
500 kV” y se conecta con la subestación anterior mediante dos líneas en paralelo de 500 kV con una longitud de 216,039 km.

La cuarta subestación corresponde a la Subestación Cumbres, localizada en la comuna de Antofagasta. En el sistema equivalente se representa como “Cumbres 500 kV”, unida a Parina mediante dos líneas paralelas de 500 kV y 15,8547 km de longitud.

A continuación, se incorpora la quinta subestación, la Subestación Nueva Cardones, situada en la comuna de Copiapó, Región de Atacama. En el modelo se denomina “NVA. Cardones 500 kV” y se conecta mediante dos circuitos en paralelo de 500 kV con una longitud de 189,1 km.

La sexta subestación es la Subestación Nueva Maitencillo, ubicada en la comuna de Vallenar, Región de Atacama. Se representa con la barra “NVA. Maitencillo 500 kV”, enlazada a Nueva Cardones por dos líneas en paralelo de 500 kV de 134,54 km.

Posteriormente se incorpora la séptima subestación, la Subestación Nueva Pan de Azúcar, ubicada en la comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo. En el sistema se modela como “NVA. Pan de Azúcar 500 kV”, conectada mediante dos líneas paralelas de 500 kV con una longitud de 212,6 km.



La octava subestación corresponde a la Subestación Polpaico, situada en la comuna de Tiltil, Región Metropolitana. Se representa como “Polpaico 500 kV”, conectada a la subestación anterior por dos líneas en paralelo de 500 kV con una longitud de 407,98 km.

A continuación, se integra la novena subestación, la Subestación Lo Aguirre, ubicada en la comuna de Pudahuel, Región Metropolitana. La barra correspondiente se denomina “Lo Aguirre 500 kV” y se enlaza con Polpaico mediante dos líneas paralelas de 500 kV con una longitud de 29,388 km.

La décima subestación es la Subestación Alto Jahuel, emplazada en la comuna de Buin, Región Metropolitana. Se modela como “Alto Jahuel 500 kV”, conectada a Lo Aguirre por dos líneas en paralelo de 500 kV de 43,696 km.

Posteriormente se incorpora la undécima subestación, la Subestación Ancoa, ubicada en la comuna de Colbún, Región del Maule. En el sistema reducido se identifica como

“Ancoa 500 kV”, conectada mediante dos líneas paralelas de 500 kV con una longitud de 257,249 km.

Por su parte, la duodécima subestación corresponde a la Subestación Entre Ríos, situada en la comuna de Pemuco, Región de Ñuble. Esta se conecta a Ancoa mediante dos líneas en paralelo de 500 kV con una longitud de 190,856 km.

Finalmente, se incorpora la decimotercera subestación, la Subestación Charrúa, ubicada en la comuna de Cabrero, Región del Biobío. La barra se denomina “Charrúa 500 kV” y se conecta con Entre Ríos mediante dos líneas en paralelo de 500 kV con una longitud de 15,5 km. Adicionalmente, Charrúa mantiene una conexión directa con Ancoa mediante una línea simple de aproximadamente 197 km. Además, se añaden los reactores conectados en el sistema original, los cuales son representados con la misma configuración utilizada en el real, estos serán conectados en las barras de 500 KV. En la Ilustraciones 15 y 16 se visualiza la representación gráfica de los componentes que constituyen el sistema de 500kV.

Ahora, se continúa con el trazado del sistema equivalente reducido, abordando el nivel de 220 kV. Este nivel se representa mediante la conexión de barras simples a transformadores de potencia, cuyos devanados de alta tensión se vinculan a las barras de 500 kV, mientras que los devanados de baja tensión se conectan a las respectivas barras de 220 kV. La disposición topológica de estas barras busca mantener la mayor similitud posible con la estructura del sistema original.

Es importante señalar que, a diferencia del sistema de 500 kV, donde se representa el corredor troncal completo, en el nivel de 220 kV se selecciona únicamente un subconjunto de subestaciones. Esta decisión responde al objetivo de alcanzar un modelo equivalente reducido de 50 nodos, manteniendo al mismo tiempo una representación eléctrica suficientemente fiel del Sistema Eléctrico Nacional.

La selección de subestaciones en 220 kV se realizó bajo los siguientes criterios técnicos:

- Relevancia eléctrica: Se prioriza subestaciones con alta importancia operativa dentro del sistema, de modo de preservar adecuadamente los patrones de flujo de potencia y la distribución de cargas respecto del sistema original.

- Proximidad eléctrica y geográfica al sistema de 500 kV: se privilegia subestaciones físicamente cercanas a las barras de 500 kV, facilitando una representación coherente mediante transformadores de acoplamiento.
- Conectividad en la red original: Se seleccionan subestaciones que mantienen interconexión entre sí en el sistema real, con el fin de minimizar desviaciones en el comportamiento eléctrico del modelo reducido.

Cada barra simple incorporada en el nivel de 220 kV conserva los parámetros eléctricos originales extraídos de las subestaciones reales que se desean representar. Por su parte, los transformadores de potencia asociados se modelan mediante un “Tipo” que agrupa sus parámetros eléctricos característicos (relación de transformación, impedancia de cortocircuito, pérdidas y potencia nominal), manteniendo configuraciones constructivas coherentes con las utilizadas en el Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, las líneas de transmisión que interconectan estas barras se modelan con sus longitudes reales y con un “Tipo” de línea representativo de cada tramo.

La finalidad principal del sistema de 220 kV dentro del equivalente reducido es servir como nivel de acoplamiento de la demanda y generación equivalente obtenida durante el proceso de reducción del sistema. En estas barras se realizará la conexión de:

- cargas equivalentes agregadas,
- generación representativa,
- enlaces de subtransmisión relevantes.

Desde el punto de vista de estudios eléctricos, particularmente flujo de potencia y análisis mediante equivalentes tipo Ward, el nivel de 220 kV cumple un rol fundamental al preservar la correcta distribución de potencias activa y reactiva entre el sistema troncal de 500 kV y las redes de menor tensión. Una adecuada representación de los transformadores y de las impedancias de enlace resulta clave para evitar distorsiones en los perfiles de tensión y en los intercambios de potencia del modelo reducido

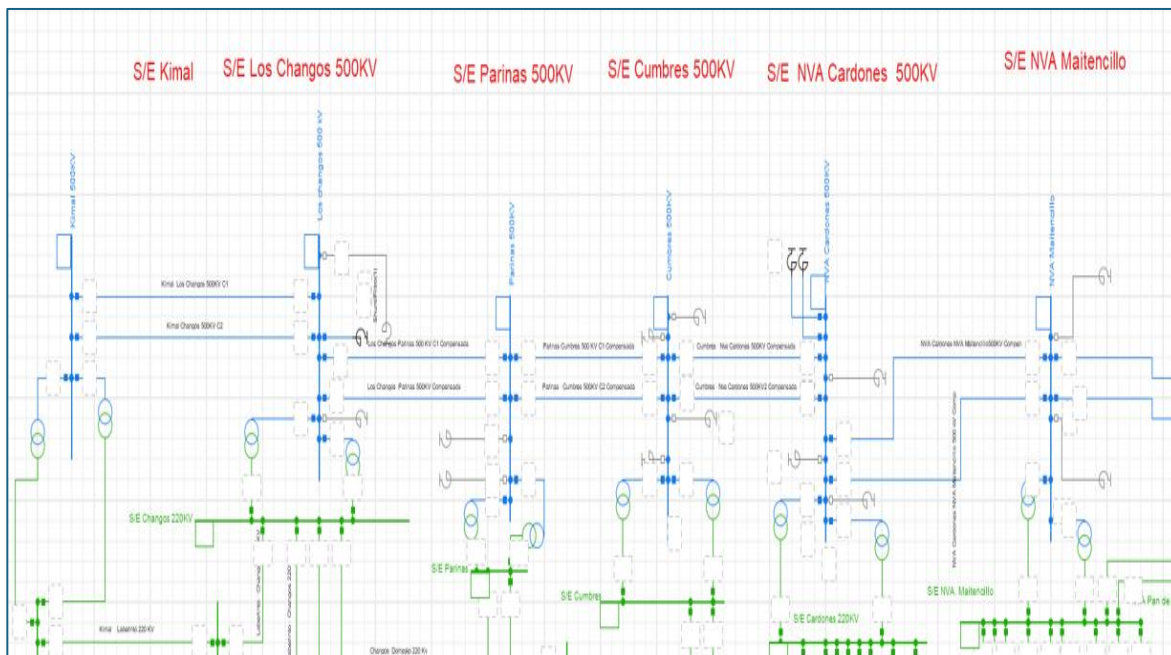


ILUSTRACIÓN 15. REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE 500KV Y PRINCIPALES BARRAS DE 220KV, DESDE S/E KIMAL HASTA NVA. MAITENCILLO (ELABORACIÓN PROPIA, POWERFACTORY DIGSILENT)

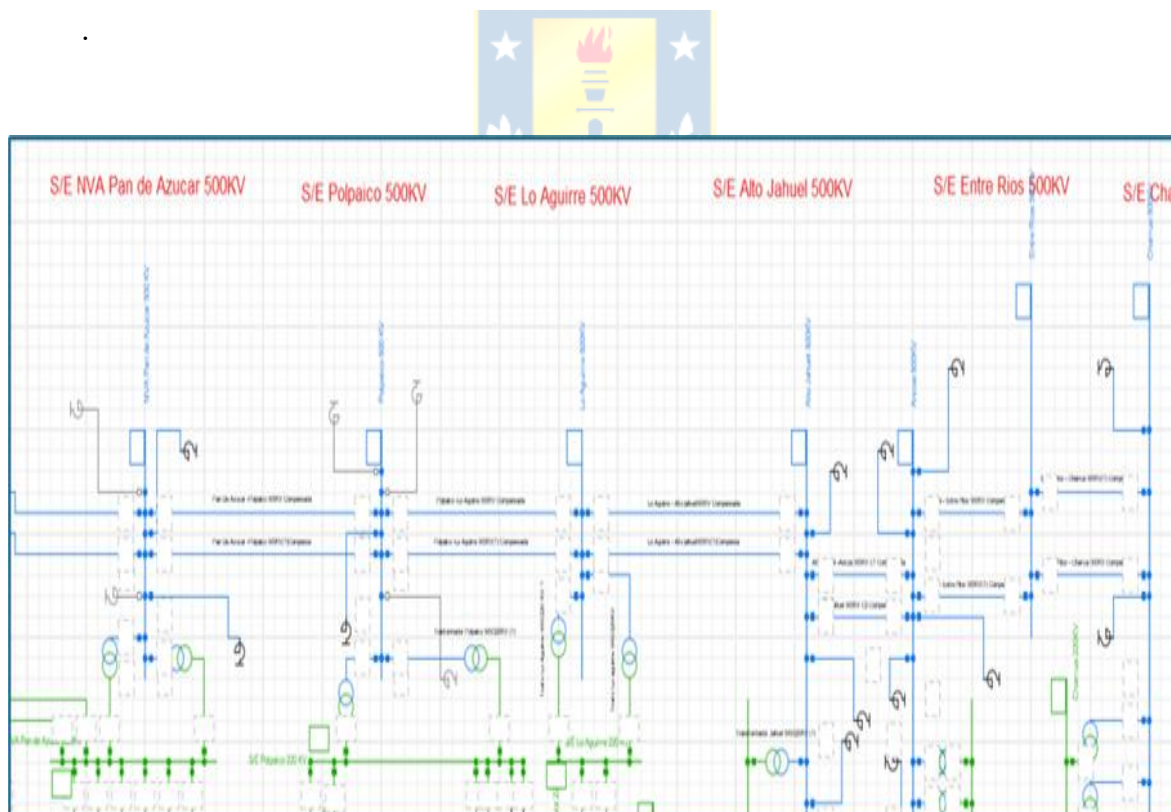


ILUSTRACIÓN 16. REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE 500KV Y PRINCIPALES BARRAS DE 220KV, DESDE S/E NVA. PAN DE AZÚCAR HASTA CHARRÚA (ELABORACIÓN PROPIA, POWERFACTORY DIGSILENT)

6.4. Incorporación de cargas equivalentes al sistema equivalente reducido.

Para la etapa de conexión de las cargas equivalentes obtenidas durante el proceso de reducción del Sistema Eléctrico Nacional, se procede a ordenarlas y vincularlas a las barras de 220 kV previamente representadas en el modelo reducido. La asignación de cada carga se realiza considerando el criterio de proximidad eléctrica y coherencia topológica respecto del sistema original, de modo de preservar en la mayor medida posible el comportamiento global de la red.

Cabe señalar que, en esta simplificación, se opta por despreciar la distancia física existente entre las cargas equivalentes y las barras de conexión. La incorporación de este parámetro implicaría la necesidad de modelar nodos de derivación y tramos adicionales de líneas eléctricas para representar adecuadamente dichas separaciones. Sin embargo, esta alternativa no resulta viable dentro de las restricciones del modelo, debido a que el software Power Factory DigSilent interpreta los nodos de derivación como barras independientes, lo que incrementaría significativamente el número total de nodos del sistema.

Lo anterior provoca que el modelo exceda el requisito impuesto de un máximo de 50 nodos, comprometiendo la consistencia del sistema reducido y la aplicabilidad del método de equivalentes utilizado. En consecuencia, se privilegia una representación concentrada de las cargas, manteniendo la fidelidad eléctrica mediante la correcta parametrización de las cargas equivalentes.

Finalmente, es importante destacar que cada carga equivalente conserva los parámetros eléctricos obtenidos durante el proceso de reducción del sistema original (potencia activa, potencia reactiva y características asociadas), garantizando que el modelo reducido reproduzca de forma adecuada las condiciones operativas del sistema real dentro del nivel de detalle definido para este estudio.

6.5. Reducción y representación de plantas generadoras en sistema equivalente reducido.

Los generadores eléctricos cumplen un rol fundamental dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que son los encargados de satisfacer la demanda energética del sistema en todo instante. La adecuada representación de estas unidades resulta esencial para obtener resultados confiables en los estudios de flujo de potencia y en la evaluación del comportamiento operativo de la red.

Al analizar la distribución geográfica de la generación en Chile, se observa que en la zona norte del SEN existe una fuerte existencia de plantas solares fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), acompañadas por una presencia menor, aunque relevante, de parques eólicos. Esta configuración responde principalmente al alto potencial solar del Norte Grande y a la creciente necesidad de flexibilidad operativa.

Por su parte, en la zona centro del sistema se aprecia una matriz de generación más diversificada. En esta área predominan las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible, junto con una participación significativa de centrales hidroeléctricas y parques eólicos. Adicionalmente, se observa una incorporación progresiva, aunque aún de menor magnitud relativa de plantas fotovoltaicas y sistemas BESS, en línea con el proceso de transición energética del país.

En la zona sur, la matriz se caracteriza por una importante presencia de generación eólica e hidroeléctrica. Asimismo, existen centrales termoeléctricas cuyo funcionamiento se basa en biogás proveniente de procesos industriales y sanitarios. En contraste con el norte, la existencia de generación fotovoltaica en esta zona es reducida debido a condiciones de radiación menos favorables.

Con el fin de representar adecuadamente estas fuentes de generación en el sistema reducido, se adopta como criterio principal el análisis del flujo de potencia de las plantas, verificando su comportamiento eléctrico y comparándolo con el de generadores de igual tecnología y características operativas similares. Este enfoque permite mantener la representatividad del modelo sin incurrir en un nivel de detalle innecesario.

Uno de los criterios fundamentales utilizados en la simplificación fue que todos los generadores pertenecientes a una misma planta debían poseer controladores homogéneos. Con ello se asegura una similitud en la respuesta dinámica y en el comportamiento en régimen permanente. Adicionalmente, se verifica que las unidades presentaran parámetros equivalentes de potencia activa y reactiva.

Bajo este supuesto, por ejemplo, un parque eólico originalmente compuesto por cincuenta aerogeneradores puede ser representado mediante un único generador equivalente que conserve los parámetros eléctricos agregados. En la configuración del modelo se utiliza la opción de “máquinas en paralelo” para asociar el número real de unidades (en este caso, cincuenta). Este mismo criterio de agregación se aplica a parques eólicos, plantas fotovoltaicas e instalaciones hidroeléctricas, siempre que las unidades se encuentren eléctricamente próximas y dentro de una misma zona del sistema.

Para el conexionado de los generadores equivalentes dentro del sistema reducido se definió el uso de una “barra común” por zona de generación. Estas barras colectoras se conectan al sistema de 220 kV mediante transformadores elevadores con relación de transformación 220/13,8 kV, considerando que la mayoría de las plantas de generación inyectan energía en niveles de media tensión cercanos a 13,8 kV.

La implementación de barras comunes permite reducir significativamente el número de nodos del modelo. En efecto, si cada generador se conecta de manera individual, el software PowerFactory DigSilent requiere una barra y un transformador por unidad, lo que provoca que el sistema exceda el límite máximo de nodos establecido para el estudio. Por lo tanto, la agrupación de generadores en barras comunes constituye una estrategia necesaria para cumplir con las restricciones de modelación sin perder representatividad eléctrica. Dicha estrategia se puede observar en la Ilustración 17, en la se muestra un grupo de generadores conectados a una barra en común.

Asimismo, en esta etapa también se opta por despreciar las distancias físicas entre las plantas de generación y sus barras de conexión. La consideración explícita de dichas distancias implica modelar tramos adicionales de líneas de transmisión y nodos de derivación, lo que incrementa de manera significativa el número de nodos del sistema, alejándose de la meta de simplificación propuesta.

Finalmente, es importante señalar que las centrales cuya tecnología se basa en combustibles diésel o carbón fueron excluidas del presente análisis. Esta decisión se fundamenta en que el estudio adopta una visión prospectiva del sistema eléctrico, alineada con los objetivos de transición energética y descarbonización comprometidos por el país con horizonte al año 2030. En consecuencia, el modelo reducido se enfoca en tecnologías de generación que se proyecta tendrán mayor relevancia en la matriz futura del SEN.

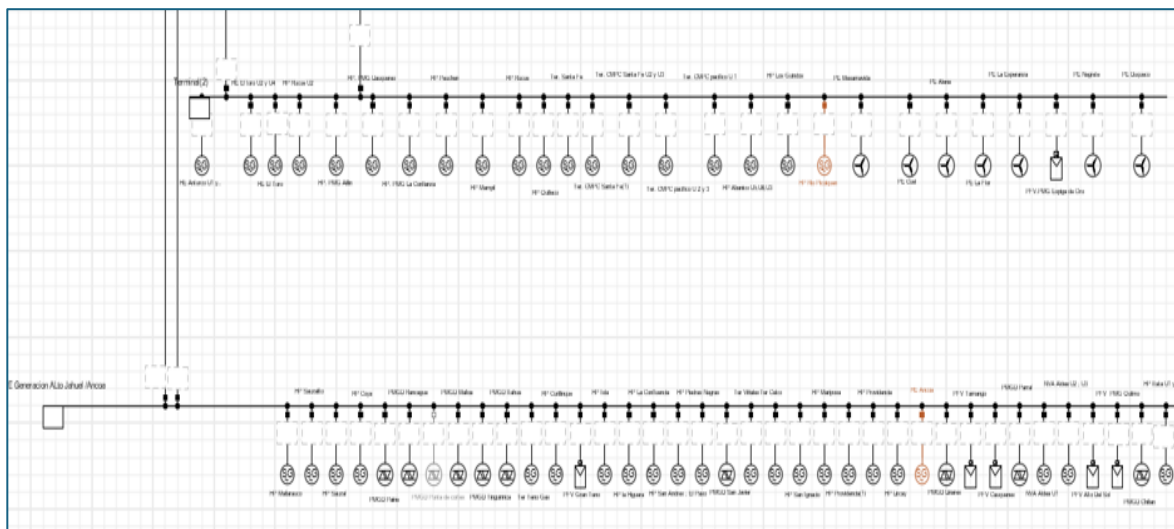


ILUSTRACIÓN 17. REPRESENTACIÓN DE CONEXIÓN DE GENERADORES BARRA CHARRÚA Y ALTO JAHUEL SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA, POWER FACTORY DIGSILENT)

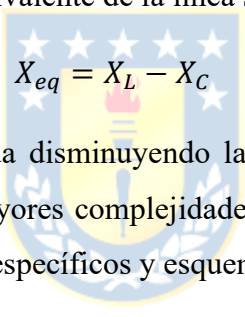
6.6. Compensación en líneas de 500KV

Los condensadores asociados a líneas de 500 kV constituyen elementos fundamentales de compensación reactiva en sistemas de transmisión de extra alta tensión. Su incorporación responde a la necesidad de mejorar el perfil de tensiones, aumentar la capacidad de transferencia de potencia y optimizar el comportamiento operativo de corredores de transmisión extensos, como los presentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En términos generales, estos dispositivos corresponden a bancos de capacitores que pueden instalarse en configuración shunt (en derivación) o en serie con la línea de transmisión, cumpliendo funciones diferenciadas dentro del sistema eléctrico.

La compensación shunt en niveles de 500 kV es la aplicación más común. En esta configuración, los condensadores se conectan directamente a las barras de la subestación o a los extremos de las líneas de transmisión, inyectando potencia reactiva capacitiva al sistema. Su principal objetivo es controlar el nivel de tensión y compensar la absorción de potencia reactiva propia de las líneas largas, las cuales presentan un comportamiento predominantemente inductivo. Entre los beneficios operacionales más relevantes se encuentran la mejora del perfil de voltaje, la reducción de pérdidas y el soporte de tensión en condiciones de alta demanda o transferencia elevada.

Por otra parte, la compensación serie consiste en la inserción de capacitores directamente en el tramo de la línea de transmisión. En este caso, el efecto principal es la reducción de la reactancia serie efectiva de la línea, lo que permite incrementar la capacidad de transporte de potencia activa y mejorar los márgenes de estabilidad angular del sistema. Matemáticamente, la reactancia equivalente de la línea se reduce según la relación


$$X_{eq} = X_L - X_C \quad (6-1)$$

donde el capacitor serie actúa disminuyendo la impedancia total del corredor. No obstante, esta solución presenta mayores complejidades operativas y de protección, por lo que su aplicación requiere estudios específicos y esquemas de protección adecuados.

La relevancia de los condensadores en redes de 500 kV se acentúa en sistemas de gran extensión geográfica, donde los centros de generación especialmente renovables se encuentran alejados de los principales centros de consumo. En este contexto, la compensación reactiva permite mantener los niveles de tensión dentro de rangos operativos aceptables, aumentar la transferencia de potencia entre zonas del sistema y reducir la necesidad de generación reactiva local. Desde el punto de vista de la modelación en estudios de flujo de potencia, como los desarrollados en DigSilent PowerFactory, los condensadores shunt se representan típicamente mediante elementos de compensación reactiva conectados a la barra correspondiente, con potencia reactiva fija o por etapas. En cambio, la compensación serie se modela como una modificación de la impedancia de la línea o mediante dispositivos de compensación conectados en serie entre una barra y la línea de transmisión.

Para el presente caso, la compensación reactiva del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra implementada principalmente en configuración serie sobre las líneas de 500 kV. Desde el punto de vista de la modelación, la representación explícita de estos condensadores requiere la incorporación de nodos de derivación adicionales para permitir su conexión física entre las líneas de transmisión y las barras del sistema.

Sin embargo, esta alternativa resulta inviable dentro del sistema reducido, debido a que la inclusión de dichos nodos incrementaría significativamente el número total de barras del modelo, superando las restricciones establecidas para el estudio. En consecuencia, se opta por no representar físicamente los bancos de compensación serie y, en su lugar, incorporar su efecto de manera equivalente en los parámetros de las líneas.

Para ello, se realiza un análisis de las líneas de transmisión del corredor de 500 kV, a partir del cual se determina que el nivel promedio de compensación serie corresponde aproximadamente a un 55%. Considerando este grado de compensación, se procede a ajustar los parámetros de reactancia de cada línea con el fin de reproducir su comportamiento eléctrico equivalente.

En particular, las reactancias de secuencia positiva X_1 y de secuencia cero X_0 se multiplican por un factor de 0,45, valor que corresponde al complemento del nivel de compensación ($1 - 0,55$). Mediante este procedimiento se logra emular la reducción de reactancia producida por la compensación serie, manteniendo la coherencia eléctrica del sistema reducido respecto del sistema original.

De esta manera, el modelo conserva adecuadamente los efectos de la compensación serie sobre el flujo de potencia y los perfiles de tensión, sin necesidad de incrementar el número de nodos, cumpliendo así con las restricciones de simplificación impuestas en el presente estudio, los nuevos valores obtenidos de las reactancias pertenecientes a las líneas de transmisión de 500 kV compensadas se pueden visualizar en la Tabla 9 ubicada en el Anexo F.

6.7. Comparación voltajes entre Sistema Eléctrico Nacional y Sistema Equivalente Reducido

Una vez finalizada la etapa de diseño y dibujo del sistema equivalente reducido, es fundamental realizar el análisis de flujo de potencia con el objetivo de evaluar el comportamiento eléctrico del nuevo modelo. Entre los aspectos más relevantes a verificar se encuentra el nivel de tensión presente en las barras, dado que este parámetro constituye un indicador clave de la correcta representación del sistema. En el presente estudio, el análisis se centra particularmente en los voltajes de las barras de 500 kV. Previo a efectuar la comparación de resultados, fue necesario revisar y ajustar la posición de los Taps de los transformadores que forman parte del sistema modelado.

En una primera instancia, se adoptan las posiciones de Tap correspondientes al sistema original, con el fin de conservar la coherencia inicial entre el modelo reducido y la red de referencia. No obstante, tras ejecutar los primeros flujos de potencia, se logra observar variaciones de tensión en determinadas barras que hacían necesario un refinamiento adicional.

Por lo anterior, se procede a realizar ajustes selectivos en los Taps de algunos transformadores, buscando mantener los niveles de tensión dentro de bandas aceptables y lograr un comportamiento global estable del sistema reducido. Este proceso se lleva a cabo de manera iterativa, verificando en cada etapa el impacto de las modificaciones sobre el perfil de voltajes y el equilibrio reactivo de la red.

Cabe destacar que el ajuste de Taps no altera la potencia nominal del transformador ni su impedancia de cortocircuito en términos relativos, sino que modifica la relación de transformación efectiva, permitiendo regular el voltaje y, en consecuencia, influir en la distribución de flujos de potencia reactiva. Por ello, una adecuada calibración de los taps resulta esencial para que el sistema equivalente reducido reproduzca fielmente las condiciones operativas del sistema original.

A continuación, se da a conocer la Tabla 2, que contiene los voltajes logrados en cada barra de 500KV con la configuración de los taps a cada uno de los transformadores del sistema equivalente reducido.

TABLA 2. COMPARACIÓN DE TENSIÓN BARRAS 500KV (ELABORACIÓN PROPIA).

Niveles de tensión Barras 500 [KV] en p.u		
Nombre de barra	Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	Sistema Equivalente Reducido
Kimal	1,061	1,071
Changos	1,042	1,01
Parinas	1,032	0,99
Cumbres	1,044	0,99
Cardones	1,032	0,98
NVA. Maitencillo	1,040	0,98
NVA. Pan de Azúcar	1,040	0,98
Polpaico	1,009	0,98
Lo Aguirre	1,005	0,98
Alto Jahuel	1,006	0,99
Ancoa	1,031	1,02
Entre Rios	1,031	1,02
Charrúa	1,029	1,02

Se observa que los niveles de tensión obtenidos en el Sistema equivalente Reducido resultan, en general, inferiores a los registrados en el modelo de referencia. Esta situación constituye un aspecto crítico, dado que el perfil de voltaje es uno de los principales indicadores de la correcta representatividad eléctrica del sistema reducido.

La diferencia observada puede explicarse por diversos factores propios del proceso de reducción. La representación concentrada de cargas equivalentes puede introducir un mayor consumo reactivo si los factores de potencia no reproducen con precisión el comportamiento agregado del sistema original. Este efecto tiende a provocar una depresión de tensión, especialmente en niveles de alta tensión como 500 kV y 220 kV.

Por otra parte, se observa que en la zona centro del sistema se presentan niveles de tensión inferiores en comparación con las demás zonas analizadas. Este comportamiento se explica principalmente por la combinación de una menor presencia relativa de generación local y una elevada concentración de demanda, lo que incrementa los requerimientos de potencia reactiva y acentúa las caídas de tensión en el área, además esto puede ser causado por una falta de control del voltaje en la zona antes señalada.

No obstante, pese a esta condición más exigente desde el punto de vista eléctrico, los perfiles de voltaje se mantienen dentro de rangos relativamente estables a lo largo del sistema, lo que indica que la red conserva un comportamiento operativo coherente bajo las condiciones actuales de modelación.

Además, se realiza la comparación de la potencia activa y reactiva en barras de 220 kV entre el sistema original del Sistema Eléctrico Nacional y el Equivalente reducido con el fin de comparar el comportamiento del flujo de potencia con las cargas conectadas al sistema. de esta manera se verificará si tiene un comportamiento similar y si es capaz de representar al sistema original.

Se observa el grafico presente en la Ilustración 18, el cual muestra los valores de potencia activa del Sistema Equivalente Reducido son muy similares a los del sistema original en la mayoría de las barras analizadas. Esto indica que el Sistema Equivalente Reducido logra representar de manera adecuada el comportamiento energético del sistema real, manteniendo una distribución de flujos de potencia comparable entre ambos casos de estudio.

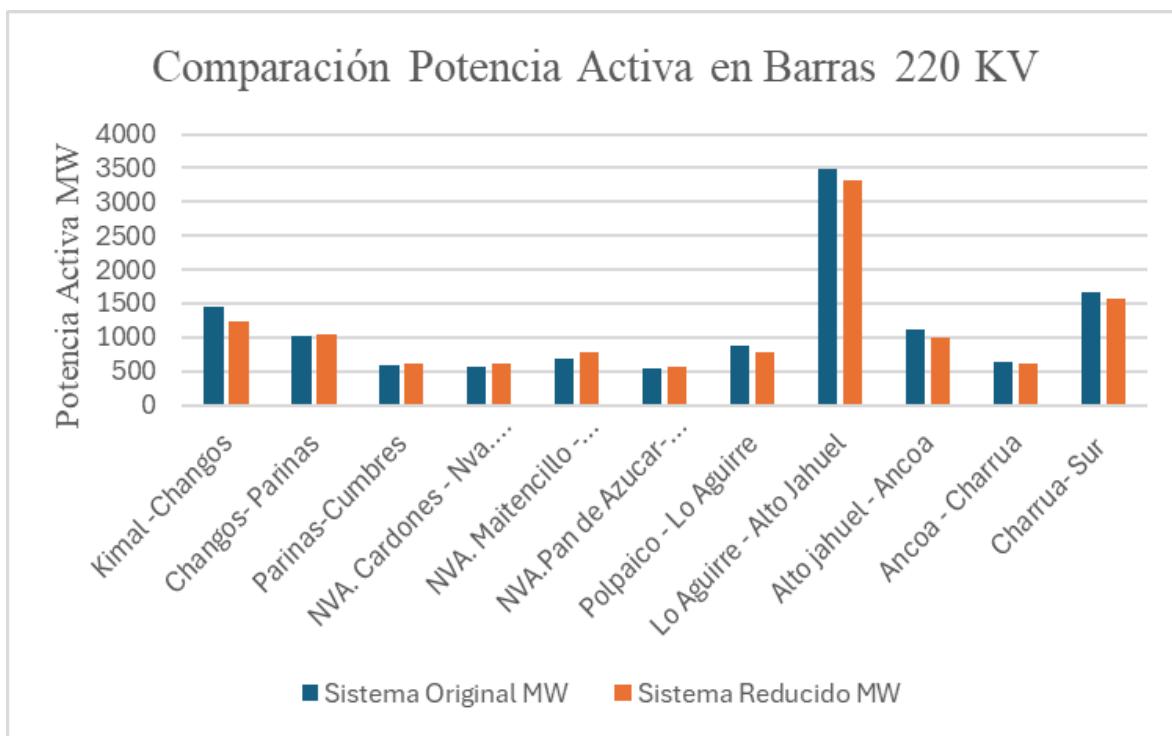


ILUSTRACIÓN 18. Gráfico comparativo potencia Activa en barras de 220kV (Elaboración propia).

Por otra parte, se observa que, en la mayoría de las barras, la potencia activa obtenida mediante el análisis de flujo de potencia en el sistema equivalente reducido es levemente menor en comparación con la del sistema original. Esta diferencia puede atribuirse al proceso de reducción aplicado al sistema, el cual introduce cierto grado de error debido a la simplificación de la red. En este caso particular, la reducción fue relativamente agresiva, ya que se busca alcanzar un modelo equivalente compuesto por aproximadamente 50 nodos. Esto implica que cada nodo equivalente representa zonas bastante extensas del sistema eléctrico, por lo que es posible que algunas cargas o interacciones menores no hayan sido consideradas completamente durante el proceso de equivalencia.

Adicionalmente, es posible identificar el comportamiento de ciertas barras relevantes dentro del sistema. Por ejemplo, la barra Kimal presenta una demanda significativa debido a su ubicación en la zona norte del sistema eléctrico, región caracterizada por la presencia de grandes centros de consumo asociados principalmente a la actividad minera. De manera similar, la barra Lo Aguirre registra uno de los mayores niveles de demanda energética dentro

del sistema analizado, lo cual resulta coherente con su ubicación en la zona central del país, donde se concentra gran parte de la demanda eléctrica correspondiente a la Región Metropolitana. Esto la convierte en un punto clave para la transferencia de energía dentro de la red de transmisión.

Finalmente, la barra Charrúa representa el comportamiento equivalente del sistema en la zona sur, integrando las demandas y características eléctricas de dicha área dentro del modelo reducido. En conjunto, estos resultados permiten concluir que el sistema equivalente reducido logra representar de manera adecuada la distribución general de la demanda y los flujos de potencia del Sistema Eléctrico Nacional, a pesar de las simplificaciones inherentes al proceso de reducción.

Por otro lado, en el gráfico presente en la ilustración 19, se puede observar que los valores de potencia reactiva del sistema reducido siguen una tendencia similar a los del sistema original en la mayoría de las barras analizadas. Esto indica que el proceso de reducción del sistema logra conservar, en gran medida, el comportamiento global del flujo de potencia reactiva dentro de la red. Si bien existen algunas diferencias entre ambos casos, estas variaciones se mantienen dentro de rangos razonables, considerando que el modelo reducido implica una simplificación de la red original mediante la agrupación de nodos, líneas de transmisión y cargas equivalentes.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que en varias barras de 220KV del modelo reducido se presenta una mayor cantidad de potencia reactiva en comparación con el sistema original. Esta diferencia puede atribuirse, en parte, a un menor control del voltaje dentro del sistema reducido. Mediante una adecuada regulación de los taps de los transformadores sería posible mejorar estos valores y lograr una distribución más cercana a la observada en el sistema original.

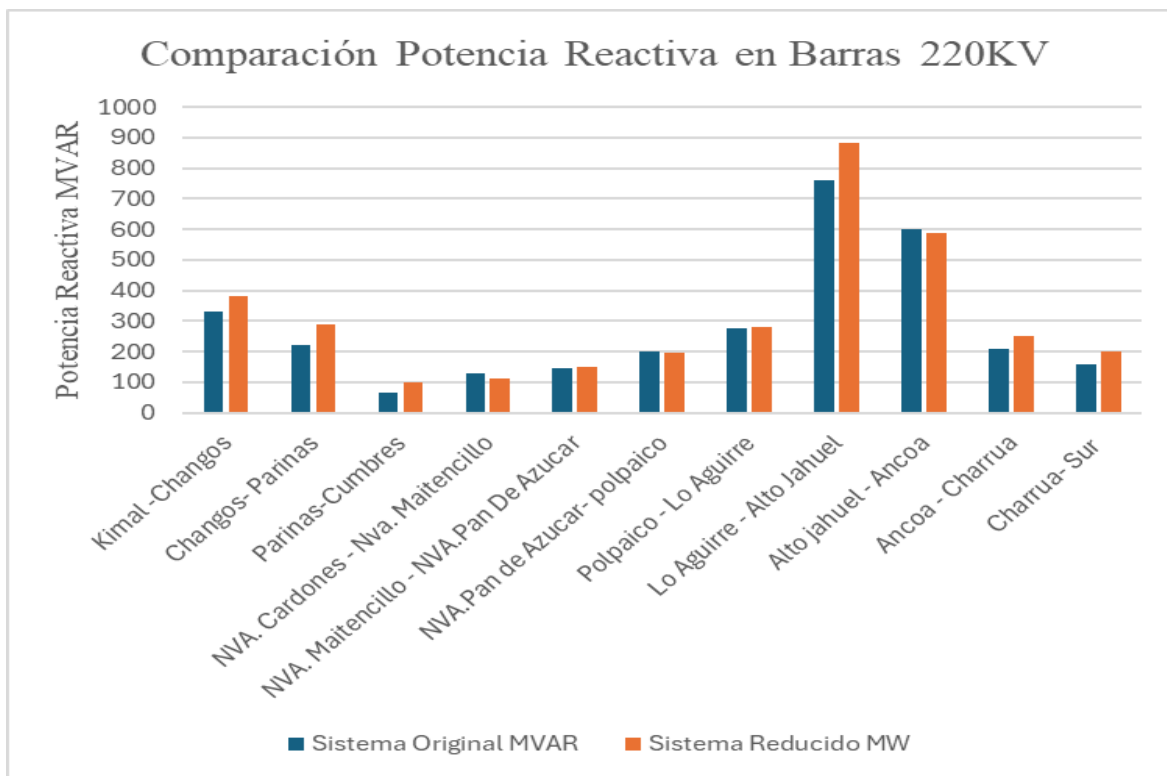


Ilustración 19. Comparación potencia Reactiva en barras de 220kV (Elaboración propia).

Adicionalmente, es importante considerar que en el modelo reducido se utiliza líneas de transmisión compensadas de manera directa, eliminando el uso de bancos de condensadores presentes en el sistema de transmisión de 500 kV del modelo original. Esta simplificación puede generar variaciones en el comportamiento de la potencia reactiva dentro del sistema equivalente. De la misma forma, el desempeño del sistema reducido podría optimizarse mediante la incorporación o un mejor ajuste de reactores conectados al sistema de 500kV, lo que permite mejorar el control de la potencia Reactiva y contribuir a una regulación más adecuada de los niveles de tensión en la red.

Por último, en las Ilustraciones 20 y 21 se muestra el sistema Equivalente Reducido terminado, donde se puede apreciar la distribución de las barras, transformadores, líneas, generadores y cargas que componen el sistema obtenido en este estudio.

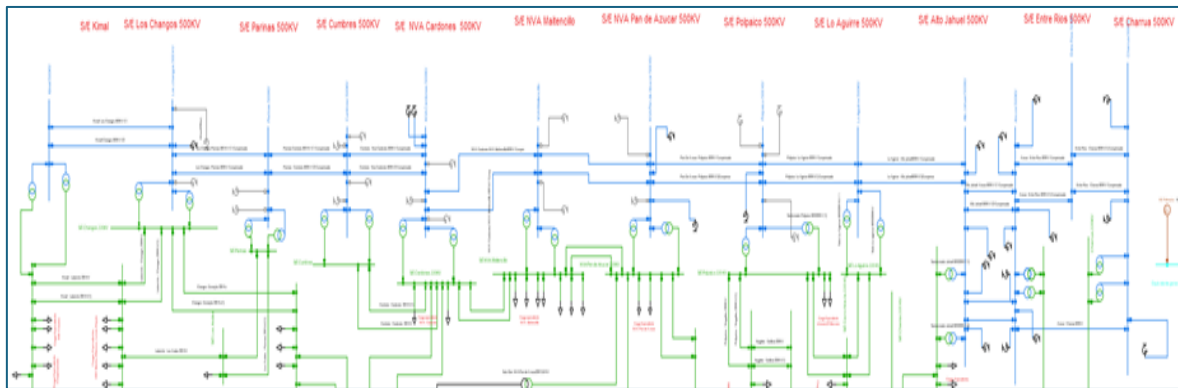


ILUSTRACIÓN 20. SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA, POWER FACTORY DIGSILENT)

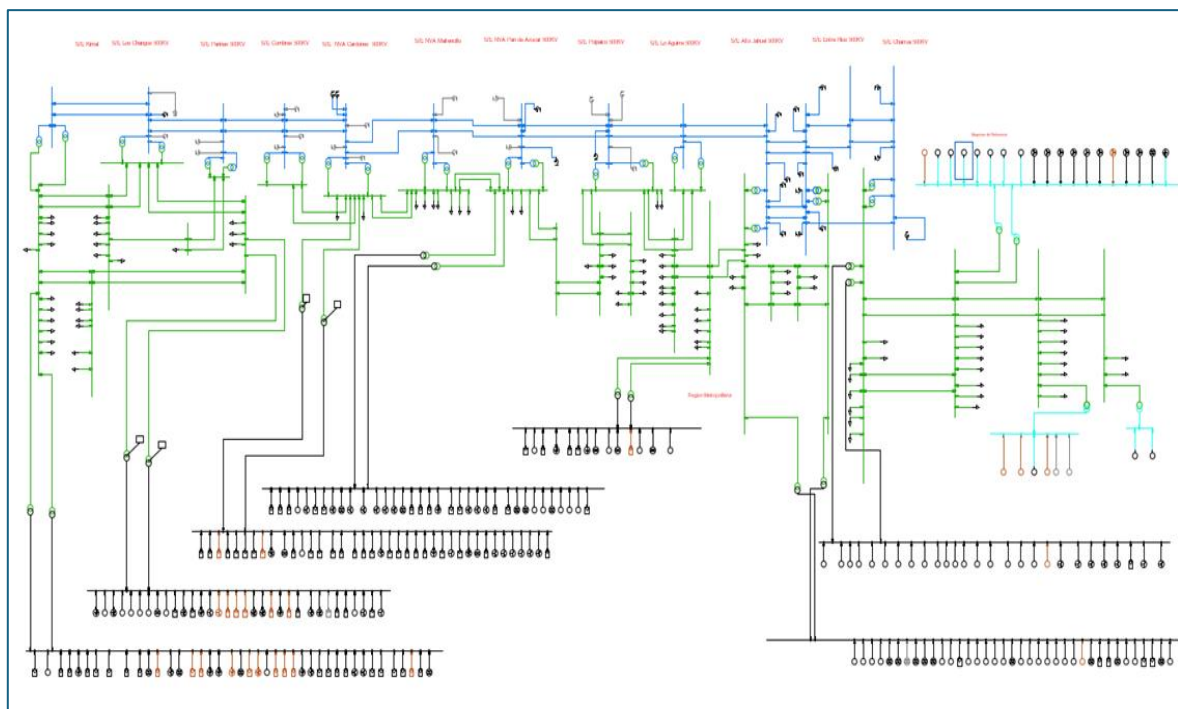


ILUSTRACIÓN 21. SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO, DISTRIBUCIÓN DE CARGAS Y GENERADORES. (ELABORACIÓN PROPIA, POWERFACTORY DIGSILENT)

Luego de realizar las comparaciones correspondientes y de conectar todos los elementos al sistema, se procede a verificar el conteo total de nodos mediante el programa utilizado para el análisis del sistema eléctrico. Como resultado de esta verificación, se determina que el sistema reducido presenta un total de 49 nodos, lo cual permite confirmar que se ha cumplido la meta establecida de obtener un sistema reducido con un máximo de 50 nodos.

Esta verificación se realiza directamente en el programa PowerFactory DigSilent, específicamente en el apartado “Archivo” – “Misceláneo”. En la Ilustración 22 se muestra el conteo real de nodos calculado por el software para el sistema modelado. Dicho registro permite corroborar de manera precisa la cantidad de nodos presentes en el modelo reducido.

En consecuencia, se puede afirmar que el proceso de reducción del sistema fue realizado de forma correcta, cumpliendo con los criterios y objetivos planteados para el estudio. De esta manera, se obtiene una representación simplificada del sistema eléctrico que mantiene las características esenciales del sistema original, permitiendo facilitar su análisis y el desarrollo de estudios posteriores.

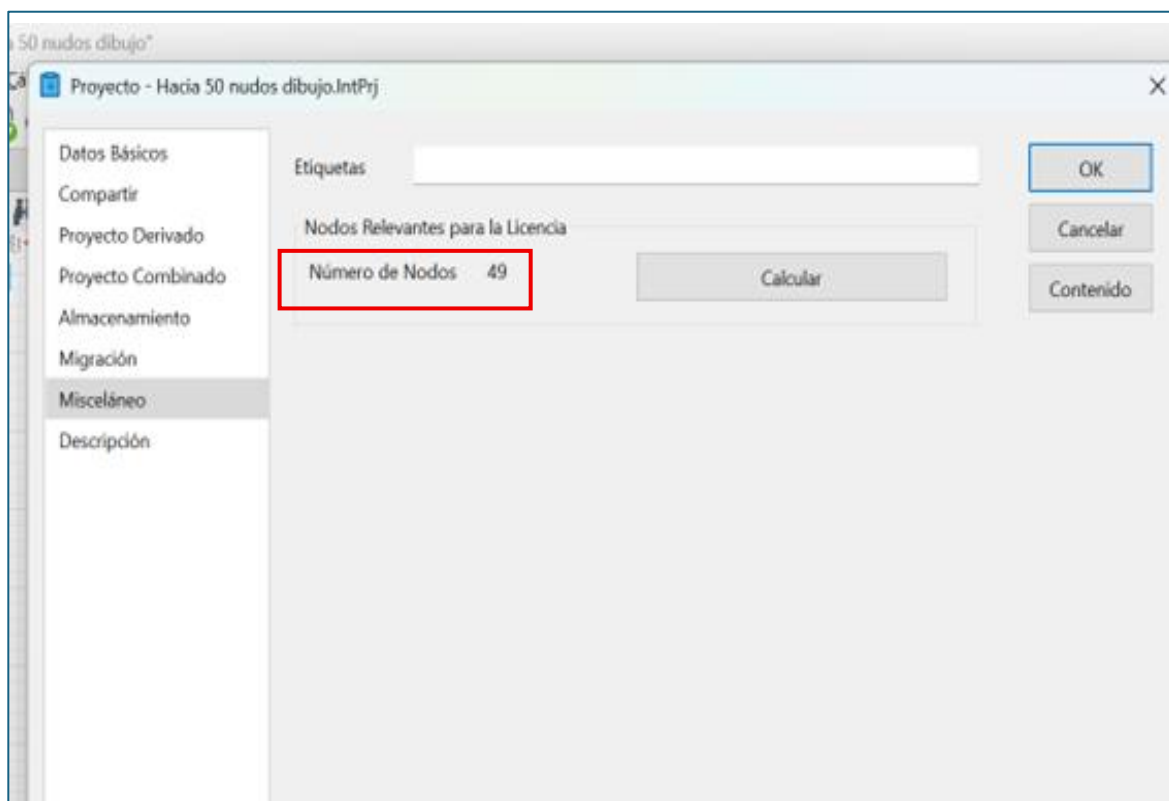


ILUSTRACIÓN 22. CONTEO DE NODOS SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (POWERFACTORY DIGSILENT)

Capítulo 7. Despacho Económico

7.1. Introducción

El despacho Económico es el proceso mediante el cual se determina qué centrales generadoras deben producir energía eléctrica y en qué magnitud, con el objetivo de satisfacer la demanda del sistema eléctrico en cada instante. Este proceso se realiza considerando criterios de seguridad, estabilidad operativa y eficiencia económica, de manera que el sistema funcione de forma confiable y al menor costo posible.

En términos generales, el despacho Económico consiste en coordinar la generación disponible dentro del sistema eléctrico para abastecer el consumo de energía, tomando en cuenta distintos factores técnicos y económicos. Entre estos factores se incluyen la demanda del sistema, los costos de generación de las distintas centrales, las restricciones operativas de las unidades generadoras y las limitaciones propias de la red de transmisión. De esta manera, se busca asegurar un suministro continuo de electricidad y una operación eficiente del sistema eléctrico en su conjunto.

7.2. Aplicación Despacho Económico a Sistema Equivalente Reducido

El sistema equivalente reducido presenta una demanda energética aproximada de 12.500 MW. Sin embargo, para satisfacer completamente esta demanda no solo se debe considerar el consumo de los distintos nodos del sistema, sino también las pérdidas eléctricas que se producen durante el proceso de transmisión y distribución de la energía a lo largo de la red.

Estas pérdidas se originan principalmente debido a efectos eléctricos presentes en las líneas de transmisión y en los distintos equipos del sistema, tales como transformadores y

conductores, lo que genera una disipación de energía en forma de calor. Como consecuencia de estas pérdidas, se requiere una generación adicional de aproximadamente 500 MW para compensar la energía que no logra llegar a los puntos de consumo y así mantener el sistema estable ante la demanda energética solicitada.

Por lo tanto, considerando tanto la demanda energética del sistema equivalente reducido como las pérdidas asociadas al transporte de la energía, se estima que el sistema necesita una generación total cercana a los 13.000 MW para poder abastecer de manera adecuada la demanda total.

Además, en el proceso de despacho Económico se utiliza el método de “Orden de Mérito”, el cual corresponde a un criterio operativo que permite determinar que centrales generadoras deben entrar en funcionamiento y en qué secuencia, con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica del sistema al menor costo posible. Este método consiste en ordenar todas las unidades de generación disponibles de acuerdo con su costo marginal de producción, comenzando desde aquellas que presentan los menores costos hasta las que poseen los costos más elevados. De esta forma, el sistema prioriza la utilización de las centrales más eficientes y económicas, incorporando progresivamente unidades de mayor costo a medida que la demanda energética lo requiere.

En este contexto, resulta fundamental considerar el concepto de “Costo Marginal”, el cual en el despacho Económico se define como el costo de producir una unidad adicional de energía eléctrica, generalmente expresado en dólares por Mega watt/hora (USD/MWh). Este indicador es esencial para la operación de los sistemas eléctricos modernos, ya que permite establecer el costo asociado a la última unidad de energía necesaria para cubrir la demanda en un determinado instante. En consecuencia, el costo marginal no solo influye en la determinación del orden de despacho de las centrales generadoras, sino que también constituye una referencia clave para la valoración económica de la energía dentro del sistema eléctrico.

7.3. Supuestos y restricciones despacho Económico

A continuación, se presentan los supuestos y restricciones considerados para la realización del despacho Económico del sistema analizado. Es importante señalar que este análisis se desarrolla bajo ciertas condiciones previamente definidas, las cuales permiten simplificar el estudio y establecer un escenario representativo de operación del sistema eléctrico.

En primer lugar, se debe tener presente que el despacho Económico se realiza considerando un intervalo horario específico, correspondiente al período comprendido entre las 19:00 y las 20:00 horas de un día de semana. Este horario fue seleccionado debido a que generalmente coincide con un período de alta demanda eléctrica, producto del aumento del consumo residencial, comercial e industrial durante las horas de la tarde-noche.

Asimismo, para el desarrollo del análisis se utilizan valores de costo marginal obtenidos de registros utilizados en años anteriores por el Coordinador Eléctrico Nacional [8]. Es importante destacar que dichos valores no corresponden a datos actualizados, sino que se emplean únicamente como referencia para efectos del presente estudio. Esta consideración permite establecer una base aproximada para la aplicación del método de despacho, sin que necesariamente represente las condiciones económicas actuales del sistema eléctrico.

Por otra parte, dentro de los supuestos del escenario analizado se considera que una parte importante de las centrales de generación fotovoltaica se encuentran fuera de servicio durante el período evaluado. Esta situación se justifica debido a que el horario seleccionado corresponde al inicio del período nocturno, momento en el cual la generación solar disminuye significativamente o deja de estar disponible, lo que obliga al sistema a recurrir a otras fuentes de generación para cubrir la demanda eléctrica.

7.4. Despacho Económico por Orden de Mérito

A continuación, se encuentra la Tabla 4, la cual está ubicada en el Anexo A, la cual reúne los generadores considerados dentro del Sistema Equivalente Reducido. En ella se detalla el tipo de generación asociado a cada unidad, así como también la potencia máxima por unidad generadora y la potencia máxima total correspondiente a cada planta de generación.

Esta información resulta fundamental para el análisis del sistema, ya que permite identificar las características principales de las centrales incluidas en el modelo reducido y evaluar su capacidad de aporte al suministro de energía eléctrica dentro del proceso de despacho. Además, estos datos facilitan la comprensión de la distribución de la generación disponible en el sistema.

Posteriormente se presenta el despacho Económico del sistema equivalente reducido en la Tabla 5, ubicada en el Anexo B, en el cual se muestra el listado de las plantas generadoras que participarán en el abastecimiento de la demanda energética, considerando las condiciones y supuestos previamente establecidos para el análisis.

En este contexto, el despacho se ha determinado aplicando el criterio de orden de mérito, mediante el cual las unidades de generación se incorporan progresivamente según sus costos de generación, comenzando por aquellas que presentan menores costos y continuando con las de mayor costo hasta cubrir completamente la demanda del sistema.

Cabe destacar que, para el escenario analizado, el costo marginal del sistema alcanza un valor de 119,97 USD/MWh, lo que indica el costo asociado a la producción de la última unidad de energía necesaria para satisfacer la demanda en el período considerado. En consecuencia, la última central generadora que ingresa al despacho Económico, por lo tanto, determina el costo marginal del sistema, corresponde a la central termoeléctrica Kelar CC1-T, con un funcionamiento a Gas Natural. Por tanto, se establece el costo marginal del sistema para el escenario analizado, reflejando el costo de la última unidad de generación requerida para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica durante el intervalo horario estudiado.

Una vez definido el despacho Económico teórico, se procede a su implementación en el sistema equivalente reducido con el fin de analizar el comportamiento del modelo bajo las condiciones de operación establecidas. Para ello, en primer lugar, se realiza una revisión detallada de cada barra de conexión asociada a los generadores presentes en el sistema, identificando cuáles unidades de generación deben permanecer en operación según el despacho previamente determinado y cuáles no forman parte de este escenario de funcionamiento.

Posteriormente, se procede a ajustar el estado operativo de cada generador dentro del modelo. Aquellas unidades que no están contempladas dentro del despacho eléctrico son retiradas de servicio, mientras que los generadores que sí participan en el suministro de la demanda se mantienen en operación. Este proceso permite representar de manera adecuada la configuración de generación que abastece la demanda del sistema en las condiciones analizadas.

Una vez realizada esta configuración, se ejecutan nuevamente los cálculos del sistema, tales como el flujo de potencia, con el objetivo de verificar la correcta funcionalidad del modelo bajo el nuevo esquema de generación. En esta etapa se evalúa la convergencia del sistema, así como el comportamiento de variables eléctricas relevantes como tensiones en barras, flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión, y niveles de generación.

Finalmente, el análisis de estos resultados permite comprobar si el sistema equivalente reducido responde de manera adecuada ante el despacho eléctrico aplicado, manteniendo un comportamiento coherente y representativo respecto al sistema original. De esta forma, se valida que el modelo reducido es capaz de simular correctamente las condiciones operativas del sistema eléctrico bajo el escenario de generación definido.

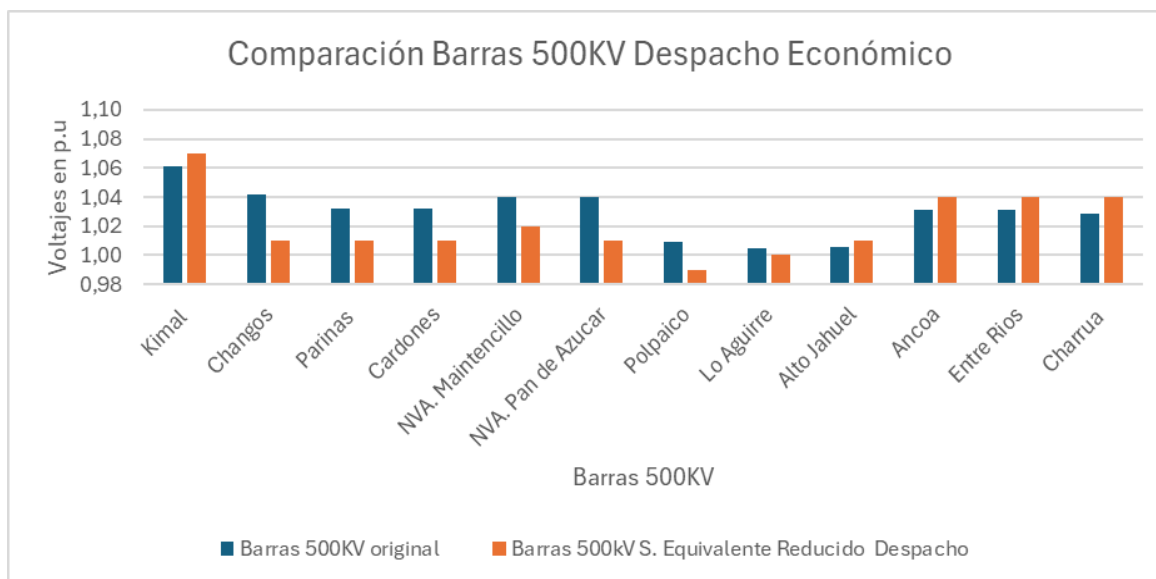


ILUSTRACIÓN 23. COMPARACIÓN VOLTAJES BARRAS 500KV ENTRE SEN Y EL SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO CON LA APLICACIÓN DEL DESPACHO CREADO. (ELABORACIÓN PROPIA).

El gráfico presente en la Ilustración 23 muestra la comparación de los niveles de tensión en las barras de 500 kV entre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Sistema Equivalente Reducido considerando el despacho Económico aplicado. A partir de los resultados mostrados, se pueden extraer las siguientes interpretaciones:

- En primer lugar, se observa que las tensiones del sistema equivalente reducido mantienen una tendencia muy similar a las del sistema original en la mayoría de las barras analizadas. Esto indica que el proceso de reducción del sistema logra preservar adecuadamente el comportamiento eléctrico del sistema real, particularmente en lo relacionado con los niveles de voltaje en la red de transmisión de 500 kV.
- En las barras de Kimal, Ancoa, Entre Ríos y Charrúa, los valores de tensión del sistema reducido son ligeramente mayores que los del sistema original. Sin embargo, estas diferencias son pequeñas y se mantienen dentro de rangos aceptables para estudios de este tipo, lo que sugiere que el modelo reducido sigue representando de manera adecuada el estado operativo del sistema.
- En barras como Changos, Parinas, Cardones, Nueva Maitencillo, Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, el sistema equivalente reducido presenta niveles de

tensión levemente menores en comparación con el sistema original. Estas variaciones pueden explicarse por la simplificación propia del proceso de reducción de red, donde ciertos elementos del sistema eléctrico son agrupados o equivalentes, lo que puede generar pequeñas diferencias en la distribución de potencia reactiva.

- Asimismo, en barras como Lo Aguirre y Alto Jahuel, se aprecia que los valores de tensión son prácticamente iguales entre ambos modelos, lo cual demuestra que el equivalente reducido logra reproducir con alta precisión el comportamiento del sistema original en estas zonas de la red.

En términos generales, el gráfico evidencia que las diferencias de voltaje entre el sistema original y el sistema equivalente reducido son relativamente pequeñas y se mantienen cercanas a 1 p.u. Esto valida la capacidad del equivalente reducido para representar el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de despacho eléctrico, permitiendo realizar análisis con menor complejidad computacional sin perder representatividad del sistema real.

En el momento de corroborar la cantidad de generación y demanda presente en el sistema equivalente reducido, se realiza una verificación detallada de los balances de potencia del modelo. En esta etapa se analiza que la potencia generada por las unidades en operación fuera suficiente para abastecer la demanda total del sistema, considerando además las pérdidas propias de la red de transmisión.

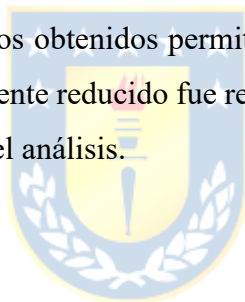
A partir de este análisis de la Tabla 3, se comprueba que los niveles de generación definidos en el despacho eléctrico permiten satisfacer adecuadamente los requerimientos de demanda del sistema equivalente reducido. Esto demuestra que la configuración de generadores seleccionada es coherente con las condiciones operativas planteadas, manteniendo un equilibrio adecuado entre generación y consumo dentro del modelo.

TABLA 3. VERIFICACIÓN DE GENERACIÓN Y DEMANDA TRAS DESPACHO ECONÓMICO EMPLEADO EN EL SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO (ELABORACIÓN PROPIA.)

Nombre	Generación MW	Cargas MW
S. Eléctrico Nacional	13049.3	12529,9
S. Equivalente reducido	12918,7	12541,2

Asimismo, se verifica que el sistema presenta una correcta convergencia en el cálculo de flujo de potencia, lo cual confirma que el despacho aplicado permite una operación estable del sistema. Este resultado es fundamental, ya que indica que la distribución de generación establecida no solo cumple con el suministro de energía requerido, sino que también mantiene condiciones eléctricas adecuadas en términos de tensiones y flujos de potencia dentro de la red.

En consecuencia, los resultados obtenidos permiten validar que el despacho eléctrico implementado en el sistema equivalente reducido fue realizado de manera correcta y cumple con los objetivos establecidos para el análisis.



7.5. Resultados.

En el ámbito de la reducción del Sistema Eléctrico Nacional, se logra simplificar cada una de las partes que componen el sistema original, obteniendo un modelo equivalente capaz de representar de forma adecuada la demanda eléctrica. El proceso de reducción permitió conservar las características principales del sistema, de manera que el modelo resultante reproduce de forma bastante similar el comportamiento del sistema original.

Asimismo, se logra incorporar y modelar correctamente los generadores presentes en el sistema, los cuales se encuentran distribuidos en distintas zonas de la red y cumplen un rol fundamental en la satisfacción de la demanda energética. La adecuada representación de estas unidades generadoras permite mantener una coherencia entre el modelo reducido y el sistema real en términos de generación y balance de potencia.

Por otra parte, el análisis del flujo de potencia realizado sobre el modelo reducido muestra una convergencia adecuada y un comportamiento similar al obtenido en el sistema original. Esto indica que el modelo simplificado conserva las principales características eléctricas del sistema, permitiendo representar de manera aceptable las condiciones de operación de la red. En consecuencia, el modelo obtenido puede considerarse representativo del comportamiento global del Sistema Eléctrico Nacional para los fines del estudio.

Además, se puede afirmar que se cumple con el principal objetivo planteado, el cual consiste en obtener un sistema reducido con un número de nodos menor o igual a 50. Como resultado del proceso de reducción se obtuvo un modelo compuesto por 49 nodos, lo que permite simplificar significativamente el análisis del sistema sin perder las características esenciales de su funcionamiento. Además, este modelo mantiene una distribución de cargas y una estructura de red que guarda similitud con el sistema original, lo que contribuye a preservar la representatividad del modelo respecto del sistema real.

No obstante, al comparar los resultados del modelo reducido con los del sistema original, se observan algunas diferencias en los niveles de voltaje en ciertas barras. Estas variaciones pueden atribuirse principalmente al proceso de simplificación de la red, en el cual se agrupan elementos y se eliminan nodos intermedios con el fin de reducir la complejidad del sistema. En muchos casos, estas diferencias pueden corregirse o minimizarse mediante ajustes en los parámetros de operación, tales como la regulación de tensión a través de los transformadores con cambio de taps o el control de voltaje de las unidades generadoras.

De igual manera, se identifican ciertas diferencias en los valores de potencia reactiva respecto del sistema original. Este comportamiento se explica principalmente por la redistribución y concentración de las cargas en el modelo reducido, lo cual modifica parcialmente los flujos de potencia reactiva dentro de la red. A pesar de estas variaciones, el modelo conserva las tendencias generales del sistema, lo que permite considerar que el comportamiento global se mantiene dentro de rangos aceptables para un modelo equivalente.

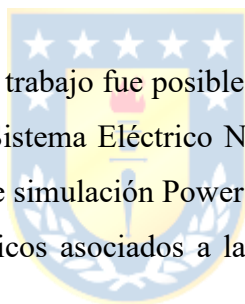
En términos generales, el modelo reducido obtenido logra representar de forma adecuada las características fundamentales del Sistema Eléctrico Nacional, permitiendo realizar análisis eléctricos con una menor complejidad computacional. Esto demuestra que el proceso de reducción aplicado resulta efectivo para simplificar el estudio del sistema sin

perder la representatividad de sus principales variables eléctricas. Por último, se realiza un despacho eléctrico que satisface una demanda bajo condiciones y supuestos planteados y al momento de llevarlo a aplicación en el Sistema Equivalente Reducido se verifico su correcta operación, logrando tener una demanda y una generación muy cercana a la calculada teóricamente por tanto se puede afirmar que el despacho eléctrico creado es aplicable al modelo obtenido.

Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos futuros

8.1. Introducción

A partir del desarrollo de este trabajo fue posible evaluar la factibilidad de obtener un sistema equivalente dinámico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante técnicas de reducción aplicadas en el entorno de simulación Power Factory. El estudio permitió abordar tanto aspectos teóricos como prácticos asociados a la simplificación de grandes sistemas eléctricos de potencia.



8.2. Conclusiones

A partir del desarrollo de este trabajo fue posible evaluar la factibilidad de obtener un sistema equivalente dinámico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante técnicas de reducción aplicadas en el entorno de simulación PowerFactory DigSilent. El estudio permitió abordar tanto aspectos teóricos como prácticos asociados a la simplificación de grandes sistemas eléctricos de potencia.

En primer lugar, se realizó un análisis de las metodologías utilizadas a nivel internacional para la obtención de equivalentes dinámicos en sistemas eléctricos de gran escala. Esta revisión permitió identificar diversos enfoques de reducción, a partir de lo cual

se seleccionó el método de Ward como la alternativa más adecuada para el presente estudio. Asimismo, se estableció que dichas metodologías permiten representar de manera simplificada y adecuada el comportamiento de redes extensas mediante modelos equivalentes de menor tamaño, lo que contribuye a un análisis más eficiente y a una mejor resolución de problemas en sistemas eléctricos de potencia.

Posteriormente, se llevó a cabo una investigación orientada a comprender la estructura y funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, identificando sus principales niveles de tensión, centros de generación y zonas de demanda. Este análisis permitió determinar los elementos más relevantes del sistema que debían ser considerados en el proceso de reducción, de modo que el modelo equivalente mantuviera las características eléctricas más representativas del sistema original.

A partir de lo anterior, se implementó el método de reducción antes seleccionado al Sistema Eléctrico Nacional utilizando las herramientas disponibles en el software DigSilent PowerFactory. Este proceso permitió construir un modelo equivalente del SEN, en el cual se representaron las principales barras, generadores y centros de carga del sistema, conservando la estructura general de la red de transmisión. La implementación del método demostró que es posible simplificar significativamente el sistema sin perder las características operacionales más importantes y obtener un Sistema Equivalente Reducido similar en comportamiento al sistema original.

Con el fin de validar el modelo obtenido, se realizó la simulación del sistema reducido considerando una restricción máxima de 50 nodos, limitación asociada a la licencia estudiantil del software utilizado. A pesar de esta restricción, el sistema equivalente se logró reproducir de manera satisfactoria el comportamiento eléctrico del sistema original, particularmente en términos de niveles de tensión, flujos de potencia activa y reactiva, así como en la convergencia del flujo de carga con tan solo 49 nodos utilizados en su representación gráfica. Por tanto, se cumple el objetivo de tener un sistema inferior a 50 nodos.

Finalmente, se efectuó una contrastación entre los resultados obtenidos en el sistema original y el sistema equivalente reducido. Los resultados mostraron que las tendencias de operación del sistema se mantienen de manera similar en ambos casos, lo que confirma que

el modelo simplificado representa adecuadamente el comportamiento global del SEN dentro de los alcances establecidos. Si bien se observaron algunas diferencias en ciertos valores específicos, estas variaciones se consideran aceptables considerando el grado de simplificación aplicado.

8.3. Trabajos Futuros

Al finalizar el estudio quedaron algunas cosas pendientes, las cuales dan la oportunidad de realizar nuevos estudios para profundizar aún más en estos temas y obtener un mayor conocimiento. Uno de los trabajos previos requeridos es la aplicación y modelación de la parte dinámica al Sistema Equivalente Reducido ya que este estudio solo contempla la parte estática del sistema.

Asimismo, en futuras investigaciones sería posible mejorar los mecanismos de control de voltaje y la estabilidad del modelo equivalente obtenido, lo que permitiría lograr una mayor similitud con el comportamiento del sistema original y una representación más precisa de sus condiciones operacionales.

Por otro lado, en trabajos futuros podría implementarse el método de reducción por Coherencia, lo que permitiría disminuir la cantidad de generadores presentes en el modelo obtenido. De esta manera, sería posible construir un sistema equivalente reducido más eficiente, manteniendo al mismo tiempo un alto grado de similitud en el comportamiento dinámico respecto al Sistema Eléctrico Nacional.

Referencias

- [1] Teaching Fundamentals of Electrical Engineering: Nodal Analysis Antonije R. Đorđević, Gradimir N. Božilović, and Dragan I. Olćan. https://oet.etf.bg.ac.rs/MNA_ECCS_2010.pdf (22 de Julio 2025).
- [2] L. C. Mejía Echeverry, *Metodología híbrida para la reducción de orden de sistemas eléctricos de potencia*, Tesis de pregrado, Univ. Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/71398433.pdf> (10 de junio 2025).
- [3] REVIEW OF THE WARD CLASS OF EXTERNAL EQUIVALENTS FOR POWER SYSTEMS J.W. Bandler, M.A. El-Kady and G. Centkowski SOS-83-23-R https://es.scribd.com/document/851031259/Review-of-Ward-Methods?utm_source (20 Julio 2025)
- [4] P. X. Guacán Tandayamo, *Evaluación de coherencia entre generadores del SNI empleando mediciones sincrofasoriales*, Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, nov. 2019. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20525/1/CD%2010016.pdf> (27 de mayo 2025)
- [5] Modal Analysis of Electromechanical Oscillations in Electrical Power Systems J.G. Calderón-Guizar [https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432008000400005#:~:text=El%20an%C3%A1lisis%20modal%20es%20una,mode%20shapes%22\)%20cuando%20un%20modo](https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432008000400005#:~:text=El%20an%C3%A1lisis%20modal%20es%20una,mode%20shapes%22)%20cuando%20un%20modo) (12 de junio 2025)
- [6] Bandler, J. W., El-Kady, M. A., & Centkowski, G. (1983, octubre). *Review of the Ward class of external equivalents for power systems* (Report SOS-83-23-R). Simulation Optimization Systems Research Laboratory, McMaster University, Hamilton, Canadá. Recuperado de repositorio de McMaster University pdfcoffee.com/3sos.mcmaster.ca+3scribd.com+3 (15 de julio 2025)
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. (2025). *Informe preliminar: Estudio de Tensiones de Servicio 2025* (enero–diciembre 2024). <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Preliminar-ETS-2025.pdf> (09 de diciembre 2025)
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional. (2025). Informe costos variables año 2023 <https://www.coordinador.cl/costos-marginales/> (29 de enero 2026)

Anexos

Anexo A.

TABLA 4. GENERADORES REPRESENTADOS SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nombre	Tipo de Generación	Potencia MW	Nº Paralelo	P. Activa total por PL. Generadora
PFV PMG Quilmo	Solar	0,25	39	9,75
PFV Pampa Solar norte	Solar	0,7885	88	69,388
PFV Tamarica	Solar	4,8	38	182,4
PFV Alto Del Sol	Solar	0,074	30	2,22
PFV Azabache	Solar	84,15594	26	2188,05444
PFV Carrera Pinto	Solar	0,6900001	148	102,1200148
PFV Cauquenes	Solar	0,06648	35	2,3268
PFV Chañares	Solar	1,19839	48	57,52272
PFV Domeyko	Solar	0,8853899	196	173,5364204
PFV Don Humberto	Solar	0,20656	269	55,56464
PFV Doña Antonia	Solar	1,003	20	20,06
PFV ELa Huella	Solar	1,19839	26	31,15814
PFV El Manzano 2	Solar	0,17719	491	87,00029
PFV El Pelicano	Solar	1,19839	118	141,41002
PFV Elena	Solar	3,159	9	28,431
PFV Gran Teno	Solar	1,235	136	167,96
PFV Guancho	Solar	0,185	2321	429,385
PFV La huayca	Solar	0,68	41	27,88
PFV Lalackama	Solar	1,19839	96	115,04544
PFV Los Andes	Solar	1,19839	15	17,97585
PFV Luz del Norte	Solar	0,8800001	172	151,3600172
PFV Malgarida	Solar	1,637	142	232,454
PFV PMG Antay	Solar	0,6606401	13	8,5883213
PFV PMG Caracas	Solar	2,71449	3	8,14347
PFV PMG Emilia	Solar	1,003	2	2,006
PFV PMG Esperanza	Solar	2,65336	1	2,65336
PFV PMG Los Andes	Solar	2,60429	9	23,43861
PFV PMG Pilar los Amarillos	Solar	8,29175	4	33,167
PFV PMG Puerto Seco Solar	Solar	0,9152101	9	8,2368909
PFV PMG SDGX01	Solar	1,19839	1	1,19839
PFV PMGD El Aguila	Solar	2,022	1	2,022

PFV PMGD El Aguila (1)	Solar	2,022	1	2,022
PFV Punta Sierra	Solar	1,003	32	32,096
PFV San Andrés	Solar	1,6667	24	40,0008
PFV San Pedro	Solar	84,15594	70	5890,9158
PFV Sol Del Desierto	Solar	2,623	72	188,856
PFV Sol de los Andes	Solar	8,29175	39	323,37825
PFV Solar Jama	Solar	84,15594	2	168,31188
PFV Solar de Lila	Solar	0,11449	750	85,8675
PFV Solar de Lila (1)	Solar	0,11449	232	26,56168
PFV Taira	Solar	0,0511576	52	2,6601952
PFV Tamango	Solar	1,637	28	45,836
PFV Uribe Solar	Solar	1,92259	24	46,14216
PFV Uya	Solar	1,637	37	60,569
PFV Valle de los Vientos	Solar	0,1208	45	5,436
PFV Valle del Sol	Solar	2,12	84	178,08
PFV Willka	Solar	4,2	26	109,2
PFV Cerro Dominador	Solar	1,1	84	92,4
BESS Víctor Jara	Solar	105,3043	1	105,3043
BESS del Desierto	Solar	139	1	139
BESS Uribe Solar	Solar	48	1	48
BESS San Andrés	Solar	1,6667	24	40,0008
BESS Salvador	Solar	1,5625	32	50
BESS Quillagua 2	Solar	90	2	180
BESS Quillagua	Solar	80	1	80
BESS Punta sierra	Solar	1,5625	2	3,125
BESS Maria Elena	Solar	139	1	139
BESS La Cabaña	Solar	0,85372	1	0,85372
BESS Huatacando	Solar	103,1982	1	103,1982
BESS Gabriela	Solar	48	1	48
BESS El Manzano	Solar	3,8	23	87,4
BESS Don Humberto	Solar	3,8	23	87,4
BESS Diego de Almagro sur	Solar	8,78	1	8,78
BESS DDA	Solar	115,8348	1	115,8348
BESS Coya	Solar	139	1	139
BESS Cochrone	Solar	20	1	20
BESS Capricornio	Solar	48	1	48
BESS Bolero	Solar	48	1	48
BESS Arica	Solar	2,45	1	2,45
BESS Angamos	Solar	20	1	20
BESS Andes solar	Solar	0	31	0

BESS Andes	Solar	48	1	48
BESS	Solar	11,2	1	11,2
PMGDEl Peñón	Solar	161,1364	1	161,1364
PMGD Tinguiririca	Solar	56,47509	1	56,47509
PMGD San Javier	Solar	33,87786	1	33,87786
PMGD Rancagua	Solar	80,89495	2	161,7899
PMGD Quillota	Solar	42,39757	1	42,39757
PMGD Punta de cortes	Solar	4,660301	3	13,980903
PMGD Pozo Almonte	Solar	41,13958	2	82,27916
PMGD Parral	Solar	105,9268	1	105,9268
PMGD Pan de Azúcar	Solar	66,06136	1	66,06136
PMGD Paine	Solar	67,85336	2	135,70672
PMGD Malloa	Solar	56,4709	1	56,4709
PMGD Los Vilos	Solar	92,26123	1	92,26123
PMGD Linares	Solar	100,2666	1	100,2666
PMGD Lagunas	Solar	23,35587	1	23,35587
PMGD Itahue	Solar	109,445	1	109,445
PMGD Esmeralda	Solar	72,96934	1	72,96934
PMGD Diego de Almagro (1)	Solar	95,65154	1	95,65154
PMGD Diego de Almagro	Solar	37,49474	1	37,49474
PMGD Crucero	Solar	33,99	1	33,99
PMGD Chillan	Solar	166,1278	1	166,1278
PMGD Calama	Solar	68,0397	1	68,0397
PMGD Batuco (2)	Solar	75,66304	1	75,66304
PMGD Batuco (1)	Solar	33,04678	1	33,04678
PMGD Batuco	Solar	23,46391	2	46,92782
PMGD Aguanta Santa	Solar	81,1489	1	81,1489
PE. T Chamma	Eólica	2,15486	35	75,4201
PE punta Palmeras	Eólica	45,244	1	45,244
PE Totoral	Eólica	2	23	46
PE Tolpan Sur	Eólica	3	28	84
PE Talinay Poniente	Eólica	93,61554	1	93,61554
PE Talinay Oriente	Eólica	2	45	90
PE Sierra Gorda	Eólica	1,07487	56	60,19272
PE Sarco	Eólica	52,64	50	2632
PE San juan	Eólica	93,15	2	186,3
PE San Matias	Eólica	4,3	15	64,5
PE San Gabriel	Eólica	3	61	183
PE Renaico 2	Eólica	4,736842	32	151,578944
PE Renaico 1	Eólica	92,6678	1	92,6678

PE Punta de Talca	Eólica	93,61554	1	93,61554
PE Punta Colorada	Eólica	2,222	10	22,22
PE Negrete	Eólica	36	1	36
PE Monte Redondo	Eólica	2	24	48
PE Mesamavida	Eólica	5,4637	14	76,4918
PE Malleco sur y Norte	Eólica	135,14	2	270,28
PE Los Olmos	Eólica	5,463859	23	125,668757
PE Los Cururos	Eólica	2	57	114
PE Llanos Del Viento	Eólica	5,555	32	177,76
PE La Flor	Eólica	3,6	9	32,4
PE La Esperanza	Eólica	2,159	5	10,795
PE La Cabaña	Eólica	0,85372	22	18,78184
PE Horizonte Norte	Eólica	73,82951	4	295,31804
PE Duqueco	Eólica	4,2	14	58,8
PE Cuel	Eólica	1,667	22	36,674
PE Cerro Tigre	Eólica	73,82951	1	73,82951
PE Canela	Eólica	2	11	22
PE Campo Lindo	Eólica	4,3	15	64,5
PE Cabo Leones2	Eólica	4,2	49	205,8
PE Cabo Leones tipo 3	Eólica	3,55	22	78,1
PE Cabo Leones tipo 2	Eólica	5	12	60
PE Cabo Leones tipo 1	Eólica	2,1	55	115,5
PE Cabo Leones fase 2	Eólica	5	22	110
PE Atacama	Eólica	0,3441	29	9,9789
PE Antofagasta	Eólica	73,82951	1	73,82951
PE Alena	Eólica	4,8	18	86,4
HP Abanico U5; U6; U3	Hidroeléctrica de paso	12	3	36
HP Chapiquiña	Hidroeléctrica de paso	3,13306	1	3,13306
HP Chapiquiña(1)	Hidroeléctrica de paso	19	3	57
HP Coya	Hidroeléctrica de paso	11,95	1	11,95
HP Curillínque	Hidroeléctrica de paso	55,55	1	55,55
HP Isla	Hidroeléctrica de paso	22,275	2	44,55
HP Itata U1 y U2	Hidroeléctrica de paso	12	2	24
HP La Confluencia	Hidroeléctrica de paso	72,64869	2	145,29738
HP Lircay	Hidroeléctrica de paso	9,49	3	28,47

HP Los Guindos	Hidroeléctrica de paso	12	2	24
HP Los Molles	Hidroeléctrica de paso	2	2	4
HP Mallarauco	Hidroeléctrica de paso	3,39	3	10,17
HP Mampil	Hidroeléctrica de paso	15,7604	2	31,5208
HP Mariposa	Hidroeléctrica de paso	6	1	6
HP PMG Carena	Hidroeléctrica de paso	1,90258	3	5,70774
HP Peuchen	Hidroeléctrica de paso	28,02738	2	56,05476
HP Piedras Negras	Hidroeléctrica de paso	2,85	3	8,55
HP Providencia	Hidroeléctrica de paso	2,76	1	2,76
HP Providencia (1)	Hidroeléctrica de paso	2,76	1	2,76
HP Quilleco	Hidroeléctrica de paso	26,32575	2	52,6515
HP Rio Picoiquen	Hidroeléctrica de paso	4,20726	2	8,41452
HP Rucue	Hidroeléctrica de paso	65,03244	1	65,03244
HP Rucue U2	Hidroeléctrica de paso	61,2672	2	122,5344
HP San Andres ; El Paso	Hidroeléctrica de paso	20	5	100
HP San Ignacio	Hidroeléctrica de paso	36	1	36
HP Sauzal	Hidroeléctrica de paso	20,49901	3	61,49703
HP Sauzalito	Hidroeléctrica de paso	9,60513	1	9,60513
HP la Higuera	Hidroeléctrica de paso	68,12185	1	68,12185
HP. PMG Aillin	Hidroeléctrica de paso	5,5807	1	5,5807
HP. PMG La Confianza	Hidroeléctrica de paso	0,7171	1	0,7171
HP. PMG Llauquereo	Hidroeléctrica de paso	1,50352	1	1,50352
HE Ancoa	Hidroeléctrica Embalse	10,81028	2	21,62056

HE Angostura U1(2)	Hidroeléctrica Embalse	46,2735	1	46,2735
HE Angostura U2	Hidroeléctrica Embalse	138,7483	1	138,7483
HE AngosturaU1	Hidroeléctrica Embalse	133,5134	1	133,5134
HE Anturco U1 y U2	Hidroeléctrica Embalse	80	2	160
HE Canutillar U1	Hidroeléctrica Embalse	85,99	1	85,99
HE Canutillar U2	Hidroeléctrica Embalse	79,9894	1	79,9894
HE Carilafquen	Hidroeléctrica Embalse	9,8524	2	19,7048
HE El Toro	Hidroeléctrica Embalse	100	2	200
HE El toro U2 y U4	Hidroeléctrica Embalse	100	2	200
HE Malancahuello	Hidroeléctrica Embalse	2,29	2	4,58
HE Palmucho	Hidroeléctrica Embalse	31,34	1	31,34
HE Pangué 1	Hidroeléctrica Embalse	189,99	1	189,99
HE Pangué 2	Hidroeléctrica Embalse	120	1	120
HE Ralco U1	Hidroeléctrica Embalse	300	1	300
HE Ralco U2	Hidroeléctrica Embalse	300	1	300
HE Rucatayo	Hidroeléctrica Embalse	51,3348	1	51,3348
Ter Nueva Renca	Biogás	379	1	379
Ter Planta Antihue U1	Biogás	0	1	0
Ter Planta Antihue U2	Biogás	0	1	0
Ter. CMPC pacifico U 2 y 3	Biogás	10	1	10
Ter. Santa Fe	Biogás	21,5	1	21,5
Ter Planta Valdivia	Biogás	60,99	1	60,99
Ter Celco	Biogás	3	1	3
Ter Teno Gas	Biogás	22,275	1	22,275
Ter. CMPC pacifico U 1	Biogás	12	1	12
Ter Viñales	Biogás	10	1	10
Ter. CMPC Santa Fe (1)	Biogás	5	1	5
Ter. CMPC Santa Fe U2 y U3	Biogás	10	1	10

Termo Mejillones	Gas	3,13306	2	6,26612
Termo Colmito	Gas	2	2	4
Termo Atacama CC1-TV(1)	Gas	28	1	28
Termo Taltal	Gas	240	2	480
Termo Atacama CC1-tG2	Gas	28	4	112
Termo Atacama CC1-TV	Gas	28	1	28
Termo Punta Colorada	Gas	16	2	32
Termo PMG El Totoral	Gas	2	3	6
Termo Santa Marta	Gas	2	10	20
Termo PAM	Gas	22	2	44
Termo Salta Tv	Gas	22	3	66
Termo Agua Santa	Gas	2	1	2
Termo Aconcagua	Gas	2	1	2
Termo Kelar CC1-T	Gas	3,13306	3	9,39918



Anexo B.

Tabla 5. Despacho de generadores por método “Orden de Mérito”, (Elaboración Propia)

Nombre	Tipo Generación	Potencia unitaria MW	Nº paralelo	Potencia planta MW	CI (USD/MWH)	Costo generación	Costo Generación planta
PFV Solar Jama	Solar	84,15594	2	168,31188	0	0	0
PFV Solar de Lila	Solar	0,11449	750	85,8675	0	0	0
PFV Solar de Lila (1)	Solar	0,11449	232	26,56168	0	0	0
PFV Taira	Solar	0,0511576	52	2,6601952	0	0	0
PFV Tamango	Solar	1,637	28	45,836	0	0	0
PFV Uribe Solar	Solar	1,92259	24	46,14216	0	0	0
PFV Uya	Solar	1,637	37	60,569	0	0	0
PFV Valle de los Vientos	Solar	0,1208	45	5,436	0	0	0
PFV Valle del Sol	Solar	2,12	84	178,08	0	0	0
PFV Willka	Solar	4,2	26	109,2	0	0	0

PFV Cerro Dominador	Solar	1,1	84	92,4	0	0	0
BESS Víctor Jara	Solar	105,3043	1	105,3043	0	0	0
BESS del Desierto	Solar	139	1	139	0	0	0
BESS Uribe Solar	Solar	48	1	48	0	0	0
BESS San Andrés	Solar	1,6667	24	40,0008	0	0	0
BESS Salvador	Solar	1,5625	32	50	0	0	0
BESS Quillagua 2	Solar	90	2	180	0	0	0
BESS Quillagua	Solar	80	1	80	0	0	0
BESS Punta sierra	Solar	1,5625	2	3,125	0	0	0
BESS Maria Elena	Solar	139	1	139	0	0	0
BESS La Cabaña	Solar	0,85372	1	0,85372	0	0	0
BESS Huatacando	Solar	103,1982	1	103,1982	0	0	0
BESS Gabriela	Solar	48	1	48	0	0	0
BESS El Manzano	Solar	3,8	23	87,4	0	0	0
BESS Don Humberto	Solar	3,8	23	87,4	0	0	0
BESS Diego de Almagro sur	Solar	8,78	1	8,78	0	0	0
BESS DDA	Solar	115,8348	1	115,8348	0	0	0
BESS Coya	Solar	139	1	139	0	0	0
BESS Cochrone	Solar	20	1	20	0	0	0
BESS Capricornio	Solar	48	1	48	0	0	0
BESS Bolero	Solar	48	1	48	0	0	0
BESS Arica	Solar	2,45	1	2,45	0	0	0
BESS Angamos	Solar	20	1	20	0	0	0
BESS Andes solar	Solar	0	31	0	0	0	0
BESS Andes	Solar	48	1	48	0	0	0
BESS	Solar	11,2	1	11,2	0	0	0
PE. T Chamma	Eólica	2,15486	35	75,4201	0	0	0

PE punta Palmeras	Eólica	45,244	1	45,244	0	0	0
PE Totoral	Eólica	2	23	46	0	0	0
PE Tolpan Sur	Eólica	3	28	84	0	0	0
PE Talinay Poniente	Eólica	93,61554	1	93,61554	0	0	0
PE Talinay Oriente	Eólica	2	45	90	0	0	0
PE Sierra Gorda	Eólica	1,07487	56	60,19272	0	0	0
PE Sarco	Eólica	52,64	50	2632	0	0	0
PE San Juan	Eólica	93,15	2	186,3	0	0	0
PE San Matias	Eólica	4,3	15	64,5	0	0	0
PE San Gabriel	Eólica	3	61	183	0	0	0
PE Renaico 2	Eólica	4,736842	32	151,578944	0	0	0
PE Renaico 1	Eólica	92,6678	1	92,6678	0	0	0
PE Punta de Talca	Eólica	93,61554	1	93,61554	0	0	0
PE Punta Colorada	Eólica	2,222	10	22,22	0	0	0
PE Negrete	Eólica	36	1	36	0	0	0
PE Monte Redondo	Eólica	2	24	48	0	0	0
PE Mesamavida	Eólica	5,4637	14	76,4918	0	0	0
PE Malleco sur y Norte	Eólica	135,14	2	270,28	0	0	0
PE Los Olmos	Eólica	5,463859	23	125,668757	0	0	0
PE Los Cururos	Eólica	2	57	114	0	0	0
PE Llanos Del Viento	Eólica	5,555	32	177,76	0	0	0
PE La Flor	Eólica	3,6	9	32,4	0	0	0
PE La Esperanza	Eólica	2,159	5	10,795	0	0	0
PE La Cabaña	Eólica	0,85372	22	18,78184	0	0	0
PE Horizonte Norte	Eólica	73,82951	4	295,31804	0	0	0
PE Duqueco	Eólica	4,2	14	58,8	0	0	0
PE Cuel	Eólica	1,667	22	36,674	0	0	0
PE Cerro Tigre	Eólica	73,82951	1	73,82951	0	0	0
PE Canela	Eólica	2	11	22	0	0	0

PE Campo Lindo	Eólica	4,3	15	64,5	0	0	0
PE Cabo Leones2	Eólica	4,2	49	205,8	0	0	0
PE Cabo Leones tipo 3	Eólica	3,55	22	78,1	0	0	0
PE Cabo Leones tipo 2	Eólica	5	12	60	0	0	0
PE Cabo Leones tipo 1	Eólica	2,1	55	115,5	0	0	0
PE Cabo Leones fase 2	Eólica	5	22	110	0	0	0
PE Atacama	Eólica	0,3441	29	9,9789	0	0	0
PE Antofagasta	Eólica	73,82951	1	73,82951	0	0	0
PE Alena	Eólica	4,8	18	86,4	0	0	0
HP Abanico U5; U6; U3	Hidroeléctrica de paso	12	3	36	0	0	0
HP Chapiquiña	Hidroeléctrica de paso	3,13306	1	3,13306	0	0	0
HP Chapiquiña(1)	Hidroeléctrica de paso	19	3	57	0	0	0
HP Coya	Hidroeléctrica de paso	11,95	1	11,95	0	0	0
HP Curillínque	Hidroeléctrica de paso	55,55	1	55,55	0	0	0
HP Isla	Hidroeléctrica de paso	22,275	2	44,55	0	0	0
HP Itata U1 y U2	Hidroeléctrica de paso	12	2	24	0	0	0
HP La Confluencia	Hidroeléctrica de paso	72,64869	2	145,29738	0	0	0
HP Lircay	Hidroeléctrica de paso	9,49	3	28,47	0	0	0
HP Los Guindos	Hidroeléctrica de paso	12	2	24	0	0	0
HP Los Molles	Hidroeléctrica de paso	2	2	4	0	0	0
HP Mallarauco	Hidroeléctrica de paso	3,39	3	10,17	0	0	0
HP Mampil	Hidroeléctrica de paso	15,7604	2	31,5208	0	0	0
HP Mariposa	Hidroeléctrica de paso	6	1	6	0	0	0
HP PMG Carena	Hidroeléctrica de paso	1,90258	3	5,70774	0	0	0

HP Peuchen	Hidroeléctrica de paso	28,02738	2	56,05476	0	0	0
HP Piedras Negras	Hidroeléctrica de paso	2,85	3	8,55	0	0	0
HP Providencia	Hidroeléctrica de paso	2,76	1	2,76	0	0	0
HP Providencia (1)	Hidroeléctrica de paso	2,76	1	2,76	0	0	0
HP Quilleco	Hidroeléctrica de paso	26,32575	2	52,6515	0	0	0
HP Rio Picoiquen	Hidroeléctrica de paso	4,20726	2	8,41452	0	0	0
HP Rucue	Hidroeléctrica de paso	65,03244	1	65,03244	0	0	0
HP Rucue U2	Hidroeléctrica de paso	61,2672	2	122,5344	0	0	0
HP San Andrés ; El Paso	Hidroeléctrica de paso	20	5	100	0	0	0
HP San Ignacio	Hidroeléctrica de paso	36	1	36	0	0	0
HP Sauzal	Hidroeléctrica de paso	20,49901	3	61,49703	0	0	0
HP Sauzalito	Hidroeléctrica de paso	9,60513	1	9,60513	0	0	0
HP la Higuera	Hidroeléctrica de paso	68,12185	1	68,12185	0	0	0
HP. PMG Aillin	Hidroeléctrica de paso	5,5807	1	5,5807	0	0	0
HP. PMG La Confianza	Hidroeléctrica de paso	0,7171	1	0,7171	0	0	0
HP. PMG Llauquereo	Hidroeléctrica de paso	1,50352	1	1,50352	0	0	0
HE Ancoa	Hidroeléctrica Embalse	10,81028	2	21,62056	0	0	0
HE Angostura U1(2)	Hidroeléctrica Embalse	46,2735	1	46,2735	0	0	0
HE Angostura U2	Hidroeléctrica Embalse	138,7483	1	138,7483	0	0	0
HE AngosturaU1	Hidroeléctrica Embalse	133,5134	1	133,5134	0	0	0
HE Antuco U1 y U2	Hidroeléctrica Embalse	80	2	160	0	0	0
HE Canutillar U1	Hidroeléctrica Embalse	85,99	1	85,99	0	0	0
HE Canutillar U2	Hidroeléctrica Embalse	79,9894	1	79,9894	0	0	0

HE Carilafquén	Hidroeléctrica Embalse	9,8524	2	19,7048	0	0	0
HE El Toro	Hidroeléctrica Embalse	100	2	200	0	0	0
HE El toro U2 y U4	Hidroeléctrica Embalse	100	2	200	0	0	0
HE Malancahuello	Hidroeléctrica Embalse	2,29	2	4,58	0	0	0
HE Palmucho	Hidroeléctrica Embalse	31,34	1	31,34	0	0	0
HE Pangué 1	Hidroeléctrica Embalse	189,99	1	189,99	0	0	0
HE Pangué 2	Hidroeléctrica Embalse	120	1	120	0	0	0
HE Ralco U1	Hidroeléctrica Embalse	300	1	300	0	0	0
HE Ralco U2	Hidroeléctrica Embalse	300	1	300	0	0	0
HE Rucatayo	Hidroeléctrica Embalse	51,3348	1	51,3348	0	0	0
Ter Nueva Renca	Biogás	379	1	379	22,33	8463,07	8463,07
Ter Planta Antihue U1	Biogás	0	1	0	24	0	0
Ter Planta Antihue U2	Biogás	0	1	0	24,31	0	0
Ter. CMPC pacifico U 2 y 3	Biogás	10	1	10	24,32	243,2	243,2
Ter. Santa Fe	Biogás	21,5	1	21,5	24,33	523,095	523,095
Ter Planta Valdivia	Biogás	60,99	1	60,99	24,34	1484,4966	1484,4966
Ter Celco	Biogás	3	1	3	25,33	75,99	75,99
Ter Teno Gas	Biogás	22,275	1	22,275	26,33	586,50075	586,50075
Ter. CMPC pacifico U 1	Biogás	12	1	12	28,33	339,96	339,96
Ter Viñales	Biogás	10	1	10	30,33	303,3	303,3
Ter. CMPC Santa Fe (1)	Biogás	5	1	5	31,33	156,65	156,65
Ter. CMPC Santa Fe U2 y U3	Biogás	10	1	10	40,33	403,3	403,3
Termo Mejillones	Gas	3,13306	2	6,26612	54,124873	169,5764746	339,1529492

Termo Colmito	Gas	2	2	4	69,478 198	138,9563 96	277,912792
Termo Atacama CC1-TV(1)	Gas	28	1	28	80,557 382	2255,606 696	2255,606696
Termo TalTal	Gas	240	2	480	80,858 857	19406,12 568	38812,25136
Termo Atacama CC1-tG2	Gas	28	4	112	81,715 369	2288,030 332	9152,121328
Termo Atacama CC1-TV	Gas	28	1	28	81,858 857	2292,047 996	2292,047996
Termo Punta Colorada	Gas	16	2	32	83,715 369	1339,445 904	2678,891808
Termo PMG El Totoral	Gas	2	3	6	84,715 369	169,4307 38	508,292214
Termo Santa Marta	Gas	2	10	20	85,615 369	171,2307 38	1712,30738
Termo PAM	Gas	22	2	44	85,715 363	1885,737 986	3771,475972
Termo Salta Tv	Gas	22	3	66	85,715 368	1885,738 096	5657,214288
Termo Agua Santa	Gas	2	1	2	85,715 369	171,4307 38	171,430738
Termo Aconcagua	Gas	2	1	2	85,915 369	171,8307 38	171,830738
Termo Kellar CC1-T	Gas	3,13306	3	9,39918	119,96 843	375,8682 893	1127,604868

Anexo C.

TABLA 6. BARRAS SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nombre	Tensión de operación [kV]
Kimal 500 kV	500
Los changos 500 kV	500
Parinas 500 kV	500
Cumbres 500 kV	500
NVA Cardones 500 kV	500
NVA Maitencillo 500 kV	500
NVA Pan de Azúcar 500 KV	500
Polpaico 500 kV	500
Lo Aguirre 500 kV	500
Alto Jahuel 500 kV	500
Ancoa 500 kV	500
Entre Rios 500 kV	500
Charrúa 500 kV	500
S/E Kimal 220KV	220
S/E Encuentro 220KV	220
S/E Laberinto 220 kV	220
S/E Los Andes 220 kV	220
S/E Changos 220KV	220
S/E Parinas 220 kV	220
S/E Domeyko 220 kV	220
S/E Cumbres 220 kV	220
S/E Cardones 220KV	220
S/E NVA. Maitencillo 220 kV	220
NVA Pan de Azúcar 220KV	220
S/E los Vilos 220kV	220
S/E Polpaico 220 KV	220
Nogales 220KV	220
Quillota 220KV	220
S/E Cerro Navia 220 KV	220
S/E Lo Aguirre 220 KV	220
S/E Chema 220 KV	220
S/E Alto Jahuel 220KV	220
S/E Puente negro 220 kV	220
S/E Colbun 220 kV	220
S/E Ancoa 220kV	220
S/E Charrúa 220 kV	220
S/E Mulchén 220 KV	220

S/E Ciruelos 220KV	220
S/E Tineo 220KV	220
S/E Generación Kimal 13.8 kV	13,8
S/E Generación Changos; Parinas 13.8kV	13,8
S/E Gen. Cumbres; Cardones; Maitencillo 13.8kV	13,8
S/E Generación NVA. Pan de Azúcar 13.8 kV	13,8
S/E Generación Region Metropolitana 13.8 kV	13,8
S/E Generación Alto Jahuel /Ancoa 13.8V	13,8
S/E Generación Charrúa 220 kV	13,8
S/E Generación Valdivia; Rucatayo 13.8kV	13,8
S/E Generación Mulchén 13.8 kV	13,8

Anexo D.

TABLA 7. TRANSFORMADORES SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nombre	Potencia MVA	N° Equipos en paralelo
Transformador Kimal 500/220	750	4
Transformador Changos 500/220	750	4
Transformador Parinas 500/220	750	4
Transformador cumbres 500/220	750	4
Transformador Cardones 500/220	750	4
Transformador NVA. Maitencillo 500/220	750	4
Transformador Pan de Azúcar 500/220KV	750	4
Transformador Polpaico 500/220KV	750	4
Transformador Lo Aguirre 500/220 KV	750	4
Transformador Jahuel 500/220KV	750	4
Transformador Charrúa 500/220kV	750	4
Transformador generación Kimal 220/13,8KV	750	4
Transformador generación Domeyko 220/13,8kV	750	4
Transformador generación Cardones 220/13,8kV	750	4
Transformador Gen. NVA. Pan de Azúcar 220/13.8 KV	350	4
Transformador generación Chema 220/13,8kV	350	4
Transformador generación Alto Jahuel 220/13.8 KV	450	4
Transformador generación Charrúa 220/13,8 kV	350	4
Transformador generación Mulchén 220/13,8kV	750	4

Anexo E.

TABLA 8. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA EQUIVALENTE REDUCIDO. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nombre	Tensión de operación [kV]	N° líneas de paralelo	Longitud Km
Kimal- Los Changos 500KV	500	2	139,29
Los Changos-Parinas 500 KV	500	2	216,03
Parinas-Cumbres 500 KV	500	2	15,85
Cumbres - Nva Cardones 500KV	500	2	189,1
NVA. Cardones-NVA Maitencillo500KV	500	2	134,54
NVA. Maitencillo-NVA Pan De Azúcar 500 kV	500	2	212,6
Pan De Azúcar -Polpaico 500KV	500	2	407,98
Polpaico -Lo Aguirre 500KV	500	2	29,38
Lo Aguirre - Alto jahuel 500KV	500	2	43,69
Alto Jahuel -Ancoa 500KV	500	2	256,43
Ancoa - Entre Rios 500KV	500	2	176,16
Entre Rios - Charrúa 500KV	500	2	15,5
Kimal - Laberinto 220 KV	220	2	129,53
Laberinto - Changos 220KV	220	4	3,1
Kimal - Encuentro 220KV	220	2	10
Laberinto - Los Andes 220 KV	220	1	85
Los Andes - Parinas 220 kV	220	2	93,08
Encuentro - Domeyko 220 kV	220	2	94,76
Cumbres - Cardones 220 KV	220	2	180,17
NVA. Cardones-Maitencillo 220KV	220	2	49,6
NVA. Maitencillo - Pan de Azúcar 220KV	220	2	155,07
NVA. Pan de Azúcar - Los Vilos 220KV	220	2	155
Polpaico - Nogales 220KV	220	2	4,26
Los Vilos- Nogales 220 KV	220	2	110,9
Nogales - Quillota 220KV	220	2	27
Lo Aguirre - Cerro Navia 220KV	220	2	14,57
Cerro Navia- Chena 220 KV	220	2	12,123
Chena- Alto Jahuel 220KV	220	2	9,69
Alto Jahuel - Puente Negro 220KV	220	2	137,5
Puente Negro - Colbun 220KV	220	2	60,6
Colbun - Ancoa 220KV	220	2	30
Charrúa -Mulchén 220KV	220	4	34,38
Mulchén - Ciruelos 229 kV	220	2	36,2
Ciruelo - Tineo 220KV	220	2	116,86



Anexo F.

TABLA 9. VALORES DE REACTANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV. (ELABORACIÓN PROPIA)

Nombre	Líneas Sin Compensación		Líneas Compensada	
	RX	RX0	RX'	RX0'
Kimal- Los Changos 500KV	0,26469	1,22712	0,11911	0,55220
Los Changos-Parinas 500 KV	0,26721	1,06294	0,12024	0,47832
Parinas-Cumbres 500 KV	0,26721	1,06294	0,12024	0,47832
Cumbres - Nva Cardones 500KV	0,26677	0,93748	0,12005	0,42187
NVA. Cardones-NVA Maitencillo500KV	0,26545	0,93748	0,11945	0,42187
NVA. Maitencillo-NVAPanDeAzucar500 kV	0,26545	0,92501	0,11945	0,41625
NVA. Pan De Azúcar -Polpaico 500KV	0,26545	0,89153	0,11945	0,40119
Polpaico -Lo Aguirre 500KV	0,26506	1,13372	0,11928	0,51017
Lo Aguirre - Alto jahuel 500KV	0,26511	1,20725	0,11930	0,54326
Alto Jahuel -Ancoa 500KV	0,27829	1,01511	0,12523	0,45680
Ancoa - Entre Rios 500KV	0,33099	1,06912	0,14895	0,48110
Entre Rios - Charrúa 500KV	0,33099	1,06912	0,14895	0,48110

