



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
CONSIDERANDO DISTINTOS
MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO
DE LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA
DE TRANSMISIÓN Y LA
INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA
DISPONIBILIDAD DEL RECURSO**

DIEGO IGNACIO BRAVO MOSCOSO

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
ENZO ENRIQUE SAUMA SANTIS

Santiago de Chile, (Octubre, 2014)

© 2014, Diego Ignacio Bravo Moscoso



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO
DISTINTOS MECANISMOS DE
FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES EN
EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y LA
INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA
DISPONIBILIDAD DEL RECURSO EÓLICO**

DIEGO IGNACIO BRAVO MOSCOSO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

ENZO SAUMA SANTIS

ALEJANDRO MAC CAWLEY VERGARA

JAVIER CONTRERAS SANZ

JOSÉ MUÑOZ PARDO

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Octubre, 2014)

A Dios, mis Padres y hermanas, que
me apoyaron mucho.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo me gustaría agradecer a Dios, quien siempre me dio fuerza y fe para poder realizar este trabajo. A mis padres, quienes me apoyaron mucho en realizar el magister y acompañarme en toda mi carrera universitaria, tanto en los buenos momentos como en los momentos difíciles. Sin su apoyo nada de esto hubiera sido posible. Muchas gracias por todo. A mis hermanas Sofía y Javiera, quienes siempre han estado conmigo, hemos crecido juntos y hemos sido grandes compañeros los tres.

Le quiero agradecer a mi profesor supervisor Enzo Sauma por toda su ayuda y guía en todo este proceso. Él fue fundamental para que yo pudiera realizar esta investigación de buena manera. También quiero agradecer a los profesores Sebastián de la Torre y José Aguado por la ayuda y hospitalidad en la Universidad de Málaga. Al profesor Javier Contreras por viajar a Málaga para que pudiéramos trabajar en conjunto. Le quiero agradecer al profesor Alejandro Mac Cawley por su ayuda en el modelo de optimización y a Cristóbal Muñoz por explicarme en detalle su modelo y responder mis dudas.

Quiero dar las gracias a todos mis amigos que me han acompañado en este proceso. A Olga, mi polola, quien tuvo una enorme paciencia y me animó siempre para que pudiese desarrollar este trabajo de investigación. A mis amigos del día a día, con quienes he realizado muchas juntas e ingresamos juntos a magister (TTS MSc): Alan, Matías, Felipe P., Felipe A., Sebastián y Patricio. No se imaginan todo lo que ayudaron a crecer como estudiante y persona. También a todo el equipo del profesor Sauma: Carlos, con quien compartí mucho en todo el periodo de la tesis, Andrés, Felipe, Isabella y David. A todos mis compañeros de la oficina de postgrado de Industrias, con quienes compartí día a día muchas horas de trabajo. Y a tantos otros amigos que me han acompañado en muchas otras instancias de mi vida, quienes me dieron ánimos y me permitieron aprender mucho.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS.....	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
1. Introducción.....	1
1.1 Contexto del Sector Eléctrico.....	1
1.1.1. Modelos de mercados existentes	2
1.2. Criterios y elementos de la tarificación del sistema de transmisión.....	4
1.3. Objetivos de la investigación	6
2. ESTADO DEL ARTE.....	7
2.1. Sistemas de tarificación	7
2.2. Planificación del sistema de transmisión	8
2.2.2. Modelos matemáticos	8
2.2.3. Formas de resolución	9
2.3. Incorporación de las ERNC	10
3. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	11
3.1. Funcionamiento	11
3.2. Planificación de la red en Chile.....	11
3.3. Esquema de pago del sistema de transmisión en Chile	12
4. MODELO DE PLANIFICACIÓN PROPUESTO	15
4.1. Calculo del VI y COMA para las líneas nuevas.....	15
4.2. Definición de Líneas Candidatas.....	16

4.3. Calculo del factor de planta para centrales eólicas y solares	18
4.4. Modelo Base de Planificación Propuesto	19
4.5. Modelo con esquema de pago estampillado	26
4.6. Modelo con esquema de pago por flujo en la línea	29
4.7. Modelo con esquema de pago por recorrido del flujo	30
4.8. Modelo con esquema de pago por congestión	31
5. Métricas.....	34
6. Resultados	37
7. CONCLUSIONES.....	55
BIBLIOGRAFIA	57
A N E X O S.....	60
Anexo A: Centrales del sistema.....	61
Anexo B: Nodos del sistema	72
Anexo c: Matriz de Incidencia	73

INDICE DE TABLAS

Tabla 4-1: Valores estadísticos de las regresiones	16
Tabla 4-2: Líneas Candidatas del Sistema de Transmisión	17
Tabla 4-3: Disponibilidad de Plantas Eólicas para cada nodo en un determinado bloque	18
Tabla 4-4: Disponibilidad de Plantas Solares para cada nodo en un determinado bloque	19
Tabla 6-1: Definición de los bloques horarios para el modelo.....	39
Tabla 6-2: Siglas de cada sistema de tarificación.....	40
Tabla 6-3: Valores por cada Esquema de Pago	41
Tabla 6-4: Costos por Esquema de Pago	41
Tabla 6-5: Costo de inversión y operación de las líneas que operan en el sistema de transmisión	42
Tabla 6-6: Eficiencia del Sistema de Tarificación.....	43
Tabla 6-7: Costos de inversión por sistema de tarificación	44
Tabla 6-8: Expansión del Sistema de Transmisión por Esquema de Pago	45
Tabla 6-9: NCI y NSI por Esquema de Pago	46
Tabla 6-10: ANPDI por Esquema de Pago	47
Tabla 6-11: Costos de generación, peaje y del sistema sin considerar expansión de la transmisión	47
Tabla 6-12: Métricas de Inversión en Transmisión por Esquema de Pago.....	48

INDICE DE FIGURAS

Figura 6-1: Red de Transmisión Simplificada	38
Figura 6-2: Precio de nodo promedio por Esquema de Pago	49
Figura 6-3: Precio de Nodo Promedio por Año.....	50
Figura 6-4: Precio Promedio por Nodo.....	51
Figura 6-5: Energía Generada por fuentes térmicas para cada uno de los esquemas de pago.....	52
Figura 6-6: Energía Generada por fuentes hidroeléctricas para cada uno de los esquemas de pago	53
Figura 6-7: Energía Generada por centrales eólicas para cada uno de los esquemas de pago.....	53

RESUMEN

Existen una serie de estudios en la literatura que muestran diversos modelos de planificación de la expansión del sistema de transmisión y como se ve afectada por distintos aspectos. Sin embargo, son pocas las investigaciones que se han enfocado en observar el efecto de los esquemas de pago en este tipo de problemas. En esta tesis lo que se propone corresponde a un modelo matemático de programación (*Mixed-Integer Programming*, MIP) que representa la planificación de la expansión del sistema eléctrico y considerando cuatro esquemas de pago diferentes que permitan financiar la construcción de nuevas líneas de transmisión, buscando disminuir los costos totales del sistema. Este modelo tiene como principales características ser un modelo dinámico en el tiempo y considera la variabilidad que posee la energía eólica. De todos los esquemas evaluados en el caso de estudio, resulto que el de menor costo para el sistema correspondía al pago por congestión de la red, principalmente porque este esquema busca que se utilicen las líneas que se encuentren en zonas donde la diferencia de los precios de nodo sea lo menor posible. Mientras que, el de mayor costo para el sistema resulto ser el estampillado, ya que es un esquema que cobra lo mismo a todas las líneas, obligando a que se pague el precio de la línea más cara del sistema para que pueda recuperar sus costos. Esto lleva a la conclusión principal de la investigación, la cual corresponde a que si se considera una mayor discriminación en el pago a las líneas de transmisión, se tiene un menor costo del sistema. Se muestran los resultados que entrega el modelo aplicado a una red chilena simplificada con 27 nodos.

Palabras Claves: Expansión del sistema de transmisión, Esquemas de pago, Modelo de optimización MIP, Energía Eólica.

ABSTRACT

There are many studies in the literature that consider different transmission expansion planning models and how the expansion is affected according to certain aspects. However, there are few investigations that focus on observing the effect of the transmission tariff with expansion planning. In this paper a Mixed-Integer Programming mathematical model (MIP) is proposed, which represents the transmission expansion planning model. I also evaluate four different schemes of tariff that allow financing the existing transmission lines and the construction of new lines, with the aim of reducing the total system costs. This model has as principal characteristics, being a dynamic with respect to the time and including the variability of the wind power energy. The transmission tariff that results with the lowest total system cost corresponded to the one paid due to the congestion of the network because this scheme's objective is using the lines in zones where the difference between nodal prices is the lowest possible. While the highest total system cost was the postage stamp because this is a transmission tariff that charges the same value to all the lines. I illustrate the results of the models in a representation of the Chilean network with 27 nodes.

Keywords: Transmission Expansion Planning, Transmission tariff, Mixed-Integer Programming, Wind Energy.

1. INTRODUCCIÓN

Los mercados eléctricos han sido bastante estudiados por los investigadores, sin embargo aún quedan numerosos desafíos por enfrentar. La desregulación de los mercados eléctricos ha separado la propiedad de la generación, transmisión y distribución. Esto ha traído complejidades en la coordinación de la planificación de los sistemas. En el caso de la transmisión eléctrica, existen diferentes esquemas de pago en cada país, por lo que cada uno de estos requiere ser estudiado de diferentes maneras.

En esta investigación se desea profundizar acerca del efecto que producen distintos esquemas de pago en un modelo de la planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico. Para ello, se deben estudiar temas tales como: sistemas de transmisión y planificación de la expansión, tarificación de la transmisión, y programas y métodos de resolución de problemas. El foco de esta investigación estará centrado en los dos primeros.

1.1 Contexto del Sector Eléctrico

Los mercados eléctricos están compuestos por distintos actores, los cuales corresponden a:

- Generadores
- Transmisores
- Distribuidores
- Comercializadores
- Clientes
- Operador de la red
- Operador del mercado
- Reguladores

Se ha llegado a un consenso en el cual se tiene que las principales actividades que componen la estructura de los mercados eléctricos corresponden a:

- **Generación:** Corresponde al sector compuesto por los generadores de energía. Se caracteriza por ser un sector con alta inversión en capital y que puede generar por medio de distintas fuentes energéticas. Este sector no posee ningún tipo de economías que le permitan reducir sus costos. Esto ocurre por algunos aspectos como: límites de las fuentes de generación, capacidades instaladas máximas que pueden ser soportadas por el sistema, tamaño máximo de las tecnologías existentes en el mercado, entre otras.
- **Transmisión:** Sector compuesto por los transmisores de electricidad que se caracteriza por una alta inversión de capital. En este sector existen economías de escala que permiten que sea conveniente la existencia de un monopolio natural, lo cual beneficia a todo el sistema, pero también lo obliga a que sea regulado. Al mismo tiempo, hay fuertes requerimientos que exigen que se le tenga que asegurar un cierto nivel de seguridad, como por ejemplo, el criterio N-1.
- **Distribución:** Correspondiente al sector de los distribuidores de energía. Aquí existen economías de ámbito. Estas corresponden a que en zonas de alta densidad es mejor que exista un solo propietario de la distribución. Por lo tanto, requiere ser regulado este sector.

Con lo mencionado anteriormente, se tiene que se deben regular ciertas actividades, como la transmisión y distribución, e incentivar la competitividad en la generación.

1.1.1. Modelos de mercados existentes

Actualmente, lo que se tiene en los mercados eléctricos corresponden a distintos tipos de mercados. Estos pueden ser mercados centralizados con un modelo verticalmente integrado o un modelo pool. O también, se tienen los

mercados descentralizados, como lo son la bolsa de energía o los modelos de transacciones bilaterales.

a) Modelo verticalmente integrado

El modelo verticalmente integrado corresponde al caso en que la generación, transmisión y distribución estén a cargo del mismo individuo. Este individuo se encarga de la planificación y operación de todo el sistema eléctrico.

b) Modelo pool

Este modelo se ha caracterizado por integrar los mercados de generación, transmisión, servicios secundarios y los despachos de energía.

El funcionamiento del modelo pool consiste en decidir de forma óptima la operación y despacho de las unidades. Esto se realiza por medio de un programa computacional que no implica solo un flujo óptimo de potencia sino que incluye otras variables como capacidad disponible, mínimos operacionales, nivel de agua en los embalses, costos del sistema y la demanda de energía. Lo que se obtiene como resultado es el precio sombra del sistema y las restricciones de funcionamiento del sistema.

La ventaja que tiene este tipo de modelo es la estrecha relación que se puede observar en todos los aspectos operacionales del sistema, lo cual permite que exista una mayor eficiencia productiva. Sin embargo, uno de los problemas que posee es la gran centralización del modelo que obliga a la participación de los agentes y el acatamiento de los programas de

despacho. Si las decisiones tomadas no son compartidas por los distintos sectores del mercado, entonces ocurre que se inhibe la entrada de más agentes al mercado, debido a la baja participación en la toma de decisiones.

c) Bolsa de energía

Consiste en un lugar virtual en el cual pueden transar energía los comercializadores, clientes libres y productores. Esta posee algunas diferencias con respecto al pool de mercado. Una de ellas corresponde a que el producto es un *commodity* (como lo es la energía). Esto permite que las ofertas de precios de compra y venta sean simples de asignar.

d) Modelo de transacciones bilaterales

Este modelo consiste en que los actores del mercado negocian el precio al que transan la energía.

1.2. Criterios y elementos de la tarificación del sistema de transmisión

Para definir un sistema de tarificación existen algunos puntos característicos de un esquema de pago. En el libro (Brokering, Palma, & Vargas, 2008) se explican en detalle las características de los esquemas de pago y las formas de cobro que existen en el mundo. En esta sección se realizará un pequeño repaso de lo que se mencionó anteriormente. Los sistemas de tarificación tienen que lograr una cobertura de los costos de inversión y operación de las líneas del sistema. Además de esto, debe garantizar una rentabilidad en caso de que el dueño de la línea sea un privado. Se

deben dar señales a los agentes para que en el corto plazo se use de buena forma la capacidad disponible. En el largo plazo se debe financiar la expansión del sistema, de manera que esta óptima. Por otra parte, debe existir un trato igualitario entre todos los actores del mercado, puesto que no deben existir privilegios para un determinado agente. Toda la información de la tarificación debe ser transparente, para poder dar las señales adecuadas a los agentes del mercado. Debe ser de factible y fácil de implementar políticamente hablando. Por último, debe existir una estabilidad en los precios que se cobran, de manera que exista una estabilidad en todo el sistema. Un cambio brusco en los precios puede ocasionar muchas variaciones en el comportamiento de los agentes.

Hay una serie de elementos que posee un sistema de tarificación. El primero de ellos corresponde al concepto de acceso a la red define cuál de los agentes es el responsable de la red y cuanto es lo que debe pagar por ello. Algunos de los esquemas de pago que se conocen son:

- Tarifa por retiro o punto de retiro
- Tarifa por inyección o punto de inyección
- Tarifa por retiro e inyección o retro-inyección
- Tarifa de punto a punto

Otro de los elementos corresponde a la separación de los componentes de costo. La forma de separación que se considera a nivel internacional corresponde a niveles de tensión. Esta división se relaciona principalmente por escala económica. Un tercer elemento corresponde a la división en los componentes de la tarifa, la cual busca cobrarle a un determinado agente del sistema. Se separan por el acceso a estos servicios, lo cual se paga con un cargo fijo. O también por el uso existente, dado por un costo variable. Se usa particularmente en los mercados que poseen variados servicios complementarios. Finalmente, se tiene el elemento según el uso de la red. Esta es la más utilizada a nivel mundial, ya que se cobra por el uso de una

determinada característica. Los ejemplos que existen en la actualidad corresponden a:

- Tarificación por costos marginales
- Basada en flujos y propiedades eléctricas (ej.: Unidad de medida base como *MWh*, Análisis temporal o condiciones analizadas, que pueden ser de operación)
- Basada en flujos y propiedades no eléctricas (Principios de proporcionalidad)
- Estampillado
- Beneficios de cada agente por el uso de la línea

1.3. Objetivos de la investigación

El objetivo final de esta investigación corresponde a incluir la tarificación de la transmisión en un modelo de planificación de la expansión del sistema de transmisión, y evaluar el impacto de la tarificación en la expansión del sistema de transmisión. Es decir, ver cuáles son las líneas que se construirán, los beneficios que se obtendrán y la energía que se generará dentro del sistema.

Por lo tanto, las contribuciones de esta investigación corresponden a:

- Proponer una metodología que permita representar de forma realista un sistema de planificación de la expansión de la transmisión y los esquemas de pago.
- Determinar cuál esquema de pago es mejor para un determinado actor del mercado.
- Observar cuáles son las líneas que se construirán en cada uno de los esquemas de pago.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Sistemas de tarificación

Se observó en la recopilación de investigaciones acerca de los esquemas de pago que son pocos los estudios que han incluido planificación de la expansión del sistema eléctrico y tarificación en un solo modelo. Por ejemplo, en (Jenabi, Ghomi, & Smeers, 2013) se resolvió un problema Bi-Nivel considerando al planificador de la transmisión en el primer nivel y la generación en el segundo nivel. Lo que busca el planificador de la transmisión es maximizar sus beneficios, en los cuales se consideran los ingresos de inyectar energía en las líneas y los costos de inversión realizados al sistema de transmisión.

Por otra parte, se han realizado otro tipo de investigaciones con respecto a la tarificación del sistema de transmisión. En (Borenstein, Bushnell, & Stoft, 1997) se explican los efectos de los derechos de transmisión, como los contratos por congestión, y como se pueden afectar estos en las externalidades que se producen en el sistema. Relacionado con este tema, también se ha visto cual es el efecto que producen los derechos de transmisión en el mercado de potencia (Bushnell, 1999). Se pudo observar que estos pueden disminuir la capacidad de la transmisión si no se relacionan buena manera con el mercado de los derechos financieros de transmisión. Otras investigaciones hablan de algún esquema de pago específico, como el estampillado, y las mejoras que se pueden realizar a este tipo de esquema, de manera que se puedan disminuir los efectos de la congestión y las pérdidas en las líneas (Roy, 2002). También, se ha visto el efecto que podría tener el esquema de pago del estampillado en las energías renovables, y como se puede reenfoque este sistema de tarificación a ellas (Singh & Sood, 2009).

2.2. Planificación del sistema de transmisión

2.2.2. Modelos matemáticos

En planificación del sistema de transmisión se ha realizado un acabado estudio de este pero. Se han utilizado diferentes modelaciones en cada investigación. Una de ellas, consistió en realizar un modelo proactivo de la planificación de las inversiones del sistema de transmisión que permitía anticipar la inversión de las líneas, de manera que se pudiese incentivar la construcción de centrales eléctricas, permitiendo maximizar el beneficio social (Sauma & Oren, 2006). Para la resolución se obtiene el óptimo que maximiza el beneficio de los generadores, y luego se resuelve el modelo para la planificación de la expansión de la transmisión, minimizando el costo de inversión. Para su resolución, se buscó el equilibrio de Nash, ya que resulta bastante difícil encontrar el óptimo en este tipo de problemas. En esta misma línea, se ha visto el efecto que ocurre al incluir el mercado spot en un modelo de expansión de la transmisión y generación (Sauma & Oren, 2007). También, se han utilizado modelos dinámicos de la inversión en transmisión para observar el comportamiento de un planificador de la red cuando se consideran o ignoran los efectos de la dinámica normal de las inversiones en transmisión (Sauma, 2009).

Otros modelos han considerado tres niveles para modelar la planificación de la expansión. En (Pozo, Contreras, & Sauma, 2013; Pozo, Sauma, & Contreras, 2013) se considera un nivel inferior que corresponde al equilibrio del mercado *pool-based*. En el nivel intermedio se obtiene el equilibrio de Nash de la expansión de la generación y en el nivel superior se encuentra la planificación de la expansión de la transmisión. También se han realizado modelos de planificación de la expansión del sistema de transmisión que consideran dejar una holgura de capacidad de la transmisión, de manera que se pueda responder por la incertidumbre existente en la demanda energética y en las energías

renovables (Qu, Cheng, Yao, Ma & Zhu, 2010). Esto lo modelan por medio de un modelo Bi-Nivel, donde el primer nivel busca maximizar el beneficio de las holguras de la transmisión, y en segundo nivel se quieren minimizar los costos de inversión de las líneas.

2.2.3. Formas de resolución

Existen diversas metodologías de búsqueda de soluciones en problemas matemáticos. Una de las que se ha utilizado para poder resolver los problemas de planificación de la expansión consiste en el uso del *Branch-and-Bound*. Es una de las más utilizadas porque este tipo de problemas son modelados como *Mixed-Integer Programming* (MIP). Se han realizado análisis de cómo se pueden disminuir los MIP GAP en este tipo de problemas, según la estructura que posea el modelo de optimización. Por ejemplo, esto puede estar determinado por el número de variables y restricciones del problema (Haffner, Monticelli, & Garcia, 2000; Haffner & Monticelli, 2001). Por otra parte, se ha revisado como encontrar soluciones por medio del uso del método del punto interior, mejorando la eficiencia en la búsqueda de soluciones. Eso sí, esto ha sido utilizado en modelo no lineales de planificación (Rider, Garcia, & Romero, 2007).

Las descomposiciones de Benders han sido utilizadas en una serie de problemas de planificación del sistema de transmisión. En (Gu, McCalley & Ni, 2012) se propone que la planificación de la transmisión se esté en el problema 'maestro', mientras que el *Unit Commitment* y el despacho de la energía se maneja en el problema 'esclavo'. En (Binato, 2001) se tiene que el nivel principal propone las variables de decisión correspondiente a la inversión en transmisión de la expansión del sistema, mientras que el subnivel inferior se verifica la implementación de este. En ambos casos se usan los cortes de Benders para los dos subproblemas.

La simulación también ha sido utilizada para modelar este tipo de problemas. Ha permitido resolver problemas que consideran un periodo de evaluación mayor tiempo y utilizar distintos escenarios. De esta manera se ha podido observar su comportamiento incluyendo una alta variabilidad (Braga & Saraiva, 2004; Romero, 1996). Otra metodología que permite incorporar la variabilidad en los modelos de planificación del sistema de transmisión corresponde a los algoritmos genéticos. Una de las ventajas que poseen es que permiten generar un mecanismo de búsqueda bastante rápido para encontrar la mejor solución (Abdelaziz, 2000).

2.3. Incorporación de las ERNC

Se han realizado investigaciones considerando la inclusión de la energía eólica en los modelos de planificación de la expansión eléctrica para observar cómo afecta ésta en la planificación. Para ello, se ha modelado el *Unit Commitment*, de manera que se pueda mostrar el funcionamiento del sistema de generación completo. Sin embargo, esto último no se maneja en el problema principal de optimización, sino que se considera como un subproblema (Gu, McCalley & Ni, 2012). En otros estudios que se han realizado, se han modelado las plantas eólicas en un problema Bi-Nivel, donde en el nivel superior se busca minimizar la inversión de líneas y construcción de plantas eólicas, mientras que en el segundo nivel busca minimizar el costo de producción de la energía (Baringo & Conejo, 2012). Para resolver este problema se obtienen las condiciones de KKT del nivel inferior, y luego se resuelve el nivel superior con estas condiciones.

3. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

3.1. Funcionamiento

Los actores de los mercados eléctricos pueden dividirse en: generación, transmisión y distribución. La generación es la que se encarga de generar la energía que se necesita para satisfacer la demanda. Esta puede tener distintas fuentes de generación, como lo pueden ser los combustibles fósiles (carbón, gas natural, diésel, entre otros), energía hidroeléctrica o energías renovables no convencionales (ERNC), como son las fuentes eólicas, solares, biomasa, geotérmica, mareomotriz, entre otras más. La transmisión corresponde a la que se encarga de trasladar la energía desde los puntos de generación hacia las zonas de distribución de energía o a los clientes libres, que pueden ser consumidores con demandas altas como las mineras, siderúrgicas, cementeras, grandes fábricas, etc. Por último, se tiene el sector de la distribución, el cual brinda de energía a los clientes libres y a los regulados. Los clientes regulados corresponden a los clientes que viven en los sectores residenciales y que se encuentran concentrados en grandes centros de consumos, como lo son las ciudades.

3.2. Planificación de la red en Chile

El sistema de transmisión chileno se caracteriza por ser largo al igual que el país. Esto genera una serie de complicaciones a la hora de realizar una planificación. La transmisión se encuentra dividida en cuatro sistemas: el Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema de Transmisión de Magallanes. Los dos primeros son los principales, con una capacidad de generación instalada de 13.826 MW y 3.759 MW,

respectivamente¹. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC) se encarga de la planificación del sistema de transmisión SIC y despacho de la energía en la red. Se preocupa del comportamiento del sistema hora a hora (corto plazo) y del desarrollo y crecimiento del sistema, por medio de la construcción de líneas, subestaciones, transformadores, etc. (largo plazo). Además, cada cuatro años se realiza un estudio, por encargo del CDEC-SIC, en el cual se valoriza todo el sistema de transmisión eléctrico del SIC. Este estudio se llama Estudio de Transmisión Troncal y calcula el valor de cada una de las líneas del sistema (Ministerio de Energía, 1982). Esto es de suma importancia para poder realizar la tarificación del sistema en Chile.

3.3. Esquema de pago del sistema de transmisión en Chile

Cada uno de los actores del mercado eléctrico tiene un sistema de tarificación por otorgar su servicio. La generación cobra un monto por la energía que genera. La transmisión y la distribución se cobran un monto determinado para que circule la energía por sus líneas. Estos esquemas de pago son diferentes para cada país, por lo que se requiere que se estudien por separado. En esta sección se estudiarán el esquema de pago para el sistema de transmisión de la energía utilizado en Chile, la cual se encuentra con mayor detalle entre los artículos 101° al 107° de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 2007.

El sistema de transmisión troncal está compuesto por tramos. Además, cada tramo posee una serie de elementos para poder inyectar y/o retirar energía. Estos corresponden a: líneas, subestaciones, transformadores, entre otros. Por otra parte, los tramos están caracterizados por un valor de inversión (VI), y que anualizado se define como la Anualidad del Valor de Inversión (AVI). Se considera una tasa de descuento del 10% y una vida útil de la línea de 30 años.

¹ Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

A su vez, cada tramo tiene asociado un costo de operación y mantenimiento anual (COMA), correspondiente a los costos de explotación que tienen las instalaciones de las compañías dueñas de la línea de transmisión.

Estos términos son calculados por las empresas dueñas de las líneas de transmisión. El cálculo del AVI se calcula cada 4 años, en un estudio llamado 'Determinación del valor anual de transmisión por tramo' y es realizado por una empresa externa. Mientras que, el valor del COMA es entregado de forma anual por las empresas dueñas de las líneas para cada tramo.

Al sumar el AVI con el COMA, se obtiene el valor anual de la transmisión por tramo (VATT). El propietario de la línea tiene derecho a recibir anualmente por cada tramo el 100% del VATT correspondiente al tramo. Siendo así, el VATT es:

$$VATT_{(i-j)} = AVI + COMA$$

Donde el VATT de todo el sistema troncal corresponde a:

$$VATT_{total} = \sum_{j=1}^N VATT_j$$

Otro valor importante en el sistema de tarificación chileno corresponde a los ingresos tarifarios. Estos corresponden a la renta que percibirá un sistema de transmisión bajo la teoría económica marginalista, la cual busca maximizar los excedentes totales del sistema bajo el supuesto que el mercado es competitivo y adaptado. El ingreso tarifario se calcula como:

$$IT_{i-j} = Retiros_j * CMg_j - Inyecciones_i * CMg_i$$

Dónde:

$Retiros_j$: Retiro en la barra j

$Inyecciones_i$: Inyecciones en la barra i

CMg_k : Costos marginales de la barra k

El ingreso tarifario está compuesto por dos componentes, ya que existe un IT por potencia y por energía.

Con el pago del ingreso tarifario no es posible cubrir completamente el 100% del valor del VATT por tramo. Por ello, se considera un pago adicional, correspondiente a la diferencia entre el VATT y el IT. Este término corresponde al peaje y se considera como los costos medios del sistema de transmisión troncal. Por lo tanto, se tiene:

$$Peaje = VATT - IT$$

Los pagos del ingreso tarifario y de los peajes se realiza de forma mensual a las empresas. Sin embargo, los peajes e ingresos tarifarios son estimados en base al estudio que realiza el CDEC-SIC a principio de cada año. Por ello, después de 30 días de realizado el pago por parte de las empresas que usan las líneas, se realiza un ajuste que sea real a lo que realmente circuló por cada línea y se obtiene un IT real. Por lo que se tienen 2 casos:

- Si $IT_{real} > IT_{estimado}$ la transmisora devuelve a los usuarios la diferencia entre el IT real y el IT estimado a prorrata de los usos esperados.
- Si $IT_{real} < IT_{estimado}$ se recalculan y reliquidan los peajes que deben pagar los usuarios, de manera que se cubra la menor renta producto de que $IT_{real} < IT_{estimado}$.

4. MODELO DE PLANIFICACIÓN PROPUESTO

En esta sección, presentaremos una propuesta de modelo de planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrica. En primer lugar se describirá como se calculó el valor del VI y COMA para las líneas nuevas del sistema. Después, se definirán los criterios para elegir las líneas candidatas. También, se mostrará el cálculo de la disponibilidad de las centrales eólicas y solares. Se describirá el modelo base, y por último se mostrarán los cuatro modelos que representan cada uno de los esquemas de pago del sistema de transmisión propuestos.

4.1. Calculo del VI y COMA para las líneas nuevas

Para calcular el valor del VI y COMA de las líneas nuevas se utilizaron regresiones. Estas regresiones consideraron 10 líneas que se encuentran construidas actualmente en el sistema y que ingresaron en los últimos 5 años. Los valores de las líneas se actualizaron al 2013 por medio de la inflación de sus respectivos años. Lo que se buscó relacionar fue como influía las distancias de las líneas y la capacidad construida de ellas en los costos de inversión y operación de las líneas. Las relaciones que se obtuvieron corresponden a:

$$VI = x_1x_2 + x_2$$

$$COMA = x_2$$

Dónde:

$$x_1 = \text{Distancia [km]}$$

$$x_2 = \text{Capacidad [MVA]}$$

Tabla 4-1: Valores estadísticos de las regresiones

Valores	Intercepto	V1	V2	R^2
VI	1,98E+04	4,06E-01	-2,16E+01	0,992
COMA	431	0	0.38707	0,8408

En la Tabla 4-1 se puede observar que los valores estadísticos que se obtuvieron de las relaciones. Para el cálculo del VI se decidió por esta relación mostrada anteriormente, ya que se obtiene un R^2 de 0,992. Para el caso del COMA, se consideró que existía una relación directa con la capacidad instalada de la línea y no depende de la distancia de esta, ya que realizando una serie de pruebas se consideró que esta tenía el mejor R^2 .

4.2. Definición de Líneas Candidatas

En los modelos de planificación de la expansión es muy relevante definir las líneas candidatas que se pueden construir en el sistema. Para definir las, se consideraron dos criterios. El primero corresponden a las líneas definidas en (CNE, 2013), las cuales son las líneas que se recomiendan por el sistema que se construyan en los próximos años. El segundo criterio consiste en observar las zonas en las cuales existe una gran congestión en el sistema y se propusieron otras líneas, que las líneas recomendadas por la CNE no fueron capaces de reducir la congestión. La congestión se pudo observar por medio de un mapa de congestión que muestra las zonas con mayor congestión del sistema. Esto se realiza mostrando con valores entre 0 y 1 que tan congestionada se encuentra una línea en un año y bloque determinado. Si el valor es 0 significa que no se utilizó la línea en ese periodo y es 1 si se encuentra totalmente utilizada.

Tabla 4-2: Líneas Candidatas del Sistema de Transmisión

Nodo 1	Nodo 2	Capacidad Máxima (Definitivo) [MVA]	VI (MUS\$)	COMA anual (MUS\$)	Categoría
9	15	1800	33,49	1,12806	Recomendada
20	22	1500	106,45	1,01194	Recomendada
22	26	1500	211,73	1,01194	Recomendada
22	23	330	28,13	0,55907	Recomendada
15	19	1400	135,52	0,97323	Recomendada
1	3	290	30,87	0,54359	Recomendada
3	4	3000	116,5	1,59254	Recomendada
4	5	3000	194,55	1,59254	Recomendada
5	9	3000	443,87	1,59254	Recomendada
19	20	3400	217,05	1,74737	Recomendada
11	27	3000	1906,24	1,59254	Recomendada
16	17	580	20,42	0,65584	Recomendada
16	27	386	268,59	0,58074	Recomendada
15	18	255,7	49,03	0,53031	Recomendada
23	24	332	17,2	0,55984	Recomendada
23	25	166	25,63	0,49559	Recomendada
23	26	166	32,99	0,49559	Propuesta
20	21	500	26,03	0,62487	Propuesta
4	5	197	31,29	0,50773	Propuesta
5	6	223	35,65	0,51791	Propuesta
6	7	223	23,77	0,51791	Propuesta
9	10	310	15,18	0,5514	Propuesta
10	11	310	14,75	0,5514	Propuesta

4.3. Cálculo del factor de planta para centrales eólicas y solares

En general, no es sencillo obtener el factor de planta de las ERNC que poseen una alta variabilidad. Lo que muchas veces se realiza es fijar un valor promedio según el país. Sin embargo, con esto no es posible reflejar la variabilidad existente. Lo que realizó en esta investigación para poder representar esto fue obtener la potencia disponible en cada una de las horas de todas las centrales eólicas del año 2013. Esta información se encuentra disponible en la página del CDEC-SIC². Después, se calcula un promedio ponderado para obtener el factor de planta de estas centrales en cada hora. Luego se obtiene la potencia utilizada hora a hora para todo el año en el SIC. Con esta información, se ordena de mayor a menor la potencia del sistema. De esta manera, es posible saber cuáles son las horas que componen cada uno de los bloques propuestos por la CNE para realizar el informe de fijación de precio de nudo 2013. Con esto se asocia cada hora de potencia total generada por el SIC y la potencia que se utilizó hora a hora por las centrales eólicas y solares. De esta forma, fue posible asociar la potencia generada por las ERNC y los bloques horarios.

Tabla 4-3: Disponibilidad de Plantas Eólicas para cada nodo en un determinado bloque

Nodo	1	2	3	4	5
Los Vilos	13%	16%	19%	20%	21%
Pan de Azúcar	13%	16%	19%	20%	21%
Charrúa	31%	33%	34%	37%	40%
Hualpén	31%	33%	34%	37%	40%

² <http://www.cdec-sic.cl/en/>

Tabla 4-4: Disponibilidad de Plantas Solares para cada nodo en un determinado bloque

Nodo	1	2	3	4	5
Cardones	0,59	0,43	0,29	0,21	0,12
Carrera Pinto	0,59	0,43	0,29	0,21	0,12

En las Tabla 4-3 y Tabla 4-4 se tienen los valores de la disponibilidad de planta por bloque para cada uno de los nodos, donde se instalarán estas tecnologías. Esto se entregará como un *input* al modelo.

4.4. Modelo Base de Planificación Propuesto

En esta investigación se utilizará como modelo base el propuesto en (Muñoz, Sauma, Aguado, Contreras, & de la Torre, 2012). Este es un modelo de planificación con un sistema de mercado pool y dinámico, ya que se considera más de un año para realizar la planificación. Por otra parte, la demanda no es función del precio de la energía, por lo tanto, es inelástica.

Nomenclatura

- Conjuntos:
 - Ψ_D^s : Conjunto de todas las demandas ubicadas en el nodo “s”.
 - Ψ_G^s : Conjunto de todos los generadores ubicados en el nodo “s”.
 - Ψ_L^s : Conjunto de todas las líneas conectadas al nodo “s”.
 - $\Omega_{c(y)}$: Conjunto de todos los escenarios del año “y”.
 - Ω_D : Conjunto de índices de las demandas.
 - Ω_{Gh} : Conjunto de índices de las unidades generadoras hidráulicas.
 - Ω_{Gt} : Conjunto de índices de las unidades generadoras térmicas.

- Ω_{GW} : Conjunto de índices de las unidades generadoras eólicas.
 - Ω_{Gf} : Conjunto de índices de las unidades generadoras de falla.
 - Ω_G : Conjunto de índices de las unidades generadoras.
 - Ω_L : Conjunto de todas las líneas de transmisiones posibles, existentes y futuras.
 - Ω_{L+} : Conjunto de todas las líneas de transmisión futuras.
 - Ω_N : Conjunto de todos los nodos de la red.
 - Ω_Y : Conjunto de todos los años del horizonte de estudio.
- Parámetros
 - b_{srk} : Susceptancia de la línea k en el corredor (s, r) .
 - K_{srk} : Costo de construcción de la línea k en el corredor (s, r) .
 - M : Constante positiva suficientemente grande.
 - N : Número de nodos.
 - H : Horas totales de un año.
 - $P_{D_d}^{c(y)}$: Potencia total consumida por la demanda “d” en el escenario “c” y en el año “y”.
 - $P_{G_g}^{\max(y)}$: Capacidad de la unidad de generación “g” en el año “y”.
 - P_{srk}^{\max} : Capacidad de la línea k en el corredor (s, r) .
 - $W^{c(y)}$: Peso del escenario “c” en el año “y”.
 - δ_{sr}^{\max} : Límite superior de la diferencia de ángulos entre los nodos s y r.
 - $\lambda_{G_g}^{c(y)}$: Costo marginal de la unidad de generación “g” en el escenario “c” y en el año “y”.
 - σ : Factor de ponderación que hace que los costos de operación y de inversión sean compatibles.
 - ε : Factor de escala de los costos de construcción de la línea de transmisión.
 - i : Tasa de descuento.
 - τ : Tasa de amortización anual.
 - IRP_{sr} : Periodo de retorno de la inversión de las líneas en el corredor (s, r) .

- y_0 : Año base.
- y_n : Número de años del periodo de estudio.
- y_a : Número de años de amortización.
- α_1 : Proporción de la generación hidráulica que requiere reserva.
- α_2 : Proporción de la generación térmica que requiere reserva.
- α_3 : Proporción de la generación eólica que requiere reserva.
- β : Pérdida de carga máxima tolerada en el sistema.
- γ_{srk}^y : Pago por flujo de energía que circula en la línea k y en el corredor (s, r) .
- ρ_{srk}^y : Costo de operación y mantención de la línea k y en el corredor (s, r) .
- $V^{c(y)}$: Valor del estampillado para el escenario $c(y)$.
- γ : Valor del peaje fijo
- θ_{srk} : Pago por distancia recorrida para la línea k y del corredor (s, r) .
- $\vartheta_{sr}^{c(y)}$: Pago por diferencia entre el corredor (s, r) y el escenario $c(y)$.
- $\omega_{srk}^{c(y)}$: Pago de la diferencia por línea k del corredor (s, r) y el escenario $c(y)$.

- Variables

- $f_{srk}^{c(y)}$: Flujo de potencia sin pérdidas en la línea k del corredor (s, r) en el escenario “c” y en el auto “y”.
- $f_{srk}^{+c(y)}$: Parte positiva del flujo de potencia sin pérdidas en la línea k del corredor (s, r) en el escenario “c” y en el auto “y”.
- $f_{srk}^{-c(y)}$: Parte negativa del flujo de potencia sin pérdidas en la línea k del corredor (s, r) en el escenario “c” y en el auto “y”.
- $p_{G_g}^{c(y)}$: Potencia total producida por la unidad de generación “g” en el escenario “c” y en el año “y”.
- $\delta_s^{c(y)}$: Ángulo en el nodo “s” en el escenario “c” y en el año “y”.
- w_{srk}^y : Variable binaria que es igual a 1 si la línea “k” del corredor (s, r) está funcionando durante el año “y”, y 0 en otro caso.

- h_{srk}^y : Variable binaria que es igual a 1 si la línea “k” del corredor (s, r) fue construida en un año anterior y además si su periodo de retorno de la inversión no está completado, y 0 en otro caso.
- $\varphi_{srk}^{c(y)}$: Variable continua entre $[0,1]$ que determina que porcentaje de la línea se está utilizando en el esquema de pago estampillado. Es para la línea “k” del corredor (s, r) en el escenario $c(y)$.
- $z_{srk}^{c(y)}$: Variable binaria auxiliar que se utiliza para transformar el valor absoluto en un modelo lineal. Es para la línea “k” del corredor (s, r) en el escenario $c(y)$.

Este modelo busca minimizar los costos totales del planificador del sistema de transmisión, ya que buscará minimizar la construcción de líneas nuevas para un determinado horizonte de estudio. Por lo tanto, la formulación matemática propuesta corresponde a:

Minimizar

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg}^{c(y)} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} \frac{w_{srk}^y \rho_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \quad (1)$$

$$\sum_{g \in \Psi_G^s} p_{Gg}^{c(y)} - \sum_{\forall (r,k) \in \Psi_L^s} f_{srk}^{c(y)} = \sum_{d \in \Psi_D^s} P_{Dd}^{c(y)} \quad \forall s \in \Omega_N, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall y \in \Omega_Y: \lambda_s^{c(y)} \quad (2)$$

$$-w_{srk}^y P_{srk}^{max} \leq f_{srk}^{c(y)} \leq w_{srk}^y P_{srk}^{max}; \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (3)$$

$$-(1 - w_{srk}^y)M \leq \frac{f_{srk}^{c(y)}}{b_{srk}} + (\delta_s^{c(y)} - \delta_r^{c(y)}) \leq (1 - w_{srk}^y)M \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (4)$$

$$0 \leq p_{G_g}^{c(y)} \leq P_{G_g}^{\max(y)} \quad \forall g \in \Omega_G, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall y \in \Omega_y \quad (5)$$

$$\delta_s^{c(y)} = 0 \quad s: \text{nodo de referencia}, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_y \quad (6)$$

$$\begin{aligned} -\delta_{sr}^{\max} - (1 - w_{srk}^y)M &\leq \delta_s^{c(y)} - \delta_r^{c(y)} & \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_y \quad (7) \\ &\leq \delta_{sr}^{\max} + (1 - w_{srk}^y)M \end{aligned}$$

$$w_{srk}^y = 1 \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L \setminus \Omega_{L+}, \forall y \in \Omega_y \quad (8)$$

$$w_{srk}^y \in \{0, 1\} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall y \in \Omega_y \quad (9)$$

$$h_{srk}^y \in \{0, 1\} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_{L+}, \forall y \in \Omega_y \quad (10)$$

$$w_{srk}^{y-1} \leq w_{srk}^y \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_{L+}, \forall y \in \Omega_y \quad (11)$$

$$\sum_{m=y}^{\min(y+IRP_{sr}-1, y_n)} [h_{srk}^m - (w_{srk}^y - w_{srk}^{y-1})] \geq 0 \quad y: y_1, \dots, y_n, \forall (s, r, k) \in \Omega_{L+} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \Omega_G \setminus \{\Omega_{Gw}, \Omega_{Gf}\}} p_{G_g}^{c(y)} &\leq \sum_{g \in \Omega_G \setminus \{\Omega_{Gw}, \Omega_{Gf}\}} P_{G_g}^{\max(y)} \\ &- \left[\alpha_1 \sum_{g \in \Omega_{Gh}} p_{G_g}^{c(y)} + \alpha_2 \sum_{g \in \Omega_{Gt}} p_{G_g}^{c(y)} + \alpha_3 \sum_{g \in \Omega_{Gw}} p_{G_g}^{c(y)} \right] \quad \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall y \in \Omega_y \quad (13) \end{aligned}$$

$$\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{g \in \Omega_{Gf}} W^{c(y)} * p_{G_g}^{c(y)} \leq \beta \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{d \in \Omega_D} W^{c(y)} * P_{D_d}^{c(y)} \quad \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall y \in \Omega_y \quad (14)$$

En la ecuación (1) se tiene la función objetivo, la cual corresponde a la minimización de los costos del operador del sistema. El primer término corresponde a los costos que existen en el mercado, provenientes de la operación de este. Esto se

calcula con el costo marginal de una unidad de generación $\lambda_{G_g}^{c(y)}$ y la potencia generada por un generador en un escenario determinado $p_{G_g}^{c(y)}$. El segundo término corresponde a la inversión en líneas de transmisión eléctrica a lo largo de todos los años de estudio. El parámetro K_{srk} corresponde al costo de inversión de la línea k entre los nodos (s, r) . Mientras que la variable h_{srk}^y indica si se paga la anualidad de la línea k entre los nodos (s, r) . Ambos términos son traídos a valor presente a una determinada tasa de descuento.

Con respecto a las restricciones del problema, se tiene que las ecuaciones (2), (3) y (4) corresponden a las condiciones de balance de potencia en los nodos (ley de Kirchhoff), flujo máximo de potencia por las líneas que se construyeron en un determinado año y a las ecuaciones del flujo de potencia por cada línea, respectivamente. La ecuación (5) establece que cada generador debe producir una potencia mayor o igual que su potencia máxima. Sin embargo, esta potencia no debe ser menor que 0.

Por otra parte, las ecuaciones (6) y (7) hacen referencia a los ángulos de fase en los nodos. La primera corresponde a que en un determinado nodo de referencia, el ángulo de fase debe ser 0. La segunda señala que la diferencia de ángulos de fase entre dos nodos debe respetar un nivel máximo de tolerancia. Esto entre los nodos que existen líneas construidas.

Las ecuaciones (8)-(11) representan las condiciones que las variables binarias deben cumplir en el modelo. La ecuación (8) asigna 1 a la variable w_{srk}^y si es que existe una línea entre dos nodos, para las líneas existentes al principio del horizonte de tiempo. La ecuación (11) representa el hecho de que una vez que la línea sea construida, esta permanece disponible hasta el final del estudio.

La ecuación (12) asegura que la variable h_{srk}^y tiene los valores adecuados al momento en que se realizó la inversión en la línea de transmisión. Es decir, esta variable toma el valor de 1 cuando el retorno de la inversión de la línea construida aún no se ha completado.

La ecuación (13) corresponde al sistema de reserva en giro. Esta establece que el total del sistema de generación en un periodo específico debe ser menor o igual al máximo de la capacidad de generación del sistema menos los requerimientos del sistema. En esta ecuación se asumió que cualquier planta puede abastecer de energía en caso que sea necesario reserva para cuando no se pueda generar con energía eólica. El término de la izquierda corresponde a la suma de la potencia generada en el año “y” y en el escenario “c” por todas las otras unidades generadoras que no sean las fuentes eólicas. El segundo término del lado derecho de la ecuación está compuesto por 3 tecnologías específicas: producción hidroeléctrica (α_1), térmica (α_2) y eólica (α_3). Se simplificó de esta manera, ya que es lo más utilizado en Chile.

La ecuación (14) consiste en que la potencia generada por todos los generadores de falla sobre la demanda total del sistema (porcentaje de demanda insatisfecha en el sistema) tiene que ser menor o igual a un determinado nivel de confiabilidad del sistema deseado por el planificador.

Una vez explicado el modelo se pueden mostrar los distintos esquemas de pagos. Para esta investigación se han considerado cuatro esquemas diferentes. Estos corresponden a:

- Estampillado
- Pago por flujo en la línea
- Pago por flujo recorrido en la línea
- Pago por congestión

De estos esquemas, solo se han encontrado investigaciones que modelen los esquemas de pago por flujo en la línea y pago por flujo recorrido por la línea.

4.5. Modelo con esquema de pago estampillado

Una de las principales innovaciones de esta investigación corresponde a que se incluye en la función objetivo el ingreso por la tarificación de la transmisión. Por lo cual, se busca que este pago sea el más bajo posible para el sistema. En conjunto con esto, se minimizan los costos de generación del sistema, de manera que se utilice la energía que sea la más económica. Otra diferencia de este modelo es que se incluye una nueva restricción. Esta restricción busca asegurar que el dueño de cada línea al menos recuperará los costos de inversión y operación. Este criterio se aceptó, principalmente porque en Chile el dueño de la línea es una empresa privada, y no es el Estado.

Particularmente, este esquema de pago consiste en que si circula energía por la línea, independiente de su cantidad, se debe realizar un pago por el uso de la línea. En caso contrario, el pago será 0. Este esquema se caracteriza por no discriminar por capacidad o distancia de la línea, lo cual lo convierte en un sistema de tarificación bastante simple para su uso en el sistema de transmisión. Para la modelación se determina una cantidad máxima que puede ganar el dueño de la línea que es igual para todas las líneas y se les paga a ellos en función de que tan congestionada este la línea durante el año.

Minimizar

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} \frac{V^{c(y)} \varphi_{srk}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \quad (15)$$

$$|f_{srk}^{c(y)}| = \varphi_{srk}^{c(y)} P_{srk}^{max} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (16)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{V^{c(y)} \varphi_{srk}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \\ & \geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall y \in \Omega_Y \quad (17) \\ & + \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{\rho_{srk}^y W_{srk}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \end{aligned}$$

La ecuación (15) corresponde a la función objetivo del modelo que incluye el estampillado. El primer término corresponde nuevamente al costo de la generación del sistema eléctrico. El segundo término es el costo por inyectar energía a las líneas del sistema de transmisión. Esto se determina por medio de la variable continua entre $[0,1]$ denominada $\varphi_{srk}^{c(y)}$, la cual depende de la línea k , el circuito (s, r) y el escenario $c(y)$ en el cual se utilice o no la línea. Por otra parte, la tarifa se indica como $V^{c(y)}$, la cual depende del escenario $c(y)$ en que circula la energía. Si se suma este parámetro para todos los escenarios de un año se tiene un valor que es el mismo para todas las líneas del sistema. Esto considera líneas existentes y alternativas. La restricción (16) determina que porcentaje de la línea se encuentra congestionada en el escenario $c(y)$. Por último, la restricción (17) determina que el costo por ingresar energía a la línea debe ser mayor o igual a los costos de inversión y operación de la línea. El primer término del lado derecho corresponde a los costos de inversión de operador, dado por K_{srk} , que corresponde al costo de inversión de la línea en un periodo determinado. El segundo término son los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión. El término posee un costo de operación y mantenimiento ρ_{srk}^y una línea y año determinado. En este modelo se tiene la presencia de un valor absoluto. Como este modelo corresponde a un MIP (*Mixed-Integer Programming*) y debe lineal. Para ello, se debe realizar el replazo:

$$|f_{srk}^{c(y)}| = f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)} \quad (18)$$

$$f_{srk}^{c(y)} = f_{srk}^{+c(y)} - f_{srk}^{-c(y)} \quad (19)$$

Dónde:

$$f_{srk}^{+c(y)} \leq z_{srk}^{c(y)} M \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (20)$$

$$f_{srk}^{-c(y)} \leq (1 - z_{srk}^{c(y)}) M \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (21)$$

$$f_{srk}^{+c(y)}, f_{srk}^{-c(y)} \geq 0 \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (22)$$

Si:

$$z_{srk}^{c(y)} \begin{cases} 1 & f_{srk}^{+c(y)} \geq 0 \\ 0 & f_{srk}^{-c(y)} = 0 \end{cases}$$

En caso contrario:

$$z_{srk}^{c(y)} \begin{cases} 0 & f_{srk}^{+c(y)} = 0 \\ 1 & f_{srk}^{-c(y)} \geq 0 \end{cases}$$

Reemplazando se tiene que:

$$f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)} = \varphi_{srk}^{c(y)} M \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (23)$$

$$\sum_{g \in \Psi_g^s} p_{Gg}^{c(y)} - \sum_{\forall (r,k) \in \Psi_L^s} (f_{srk}^{+c(y)} - f_{srk}^{-c(y)}) = \sum_{d \in \Psi_D^s} p_{Dd}^{c(y)} \quad \forall s \in \Omega_N, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall y \in \Omega_Y: \lambda_s^{c(y)} \quad (24)$$

$$-(1 - w_{srk}^y)M \leq \frac{(f_{srk}^{+c(y)} - f_{srk}^{-c(y)})}{b_{srk}} + (\delta_s^{c(y)} - \delta_r^{c(y)}) \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (25)$$

$$\leq (1 - w_{srk}^y)M$$

$$\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} W^{c(y)} H \frac{\gamma (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}}$$

$$\geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{w_{srk}^y \rho_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L \quad (26)$$

4.6. Modelo con esquema de pago por flujo en la línea

Este esquema consiste en un pago por la cantidad de energía que ingresa a una línea que se encuentre en un circuito. Al igual que en el caso anterior, este garantiza que la línea logrará pagar sus costos de inversión y operación.

Minimizar

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg}^{c(y)} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} W^{c(y)} H \frac{\gamma |f_{srk}^{c(y)}|}{(1+i)^{y-y_0}} \quad (27)$$

$$\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} W^{c(y)} H \frac{\gamma |f_{srk}^{c(y)}|}{(1+i)^{y-y_0}} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L \quad (28)$$

$$\geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{w_{srk}^y \rho_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}}$$

En este caso se tiene el parámetro γ correspondiente al peaje fijo que se cobra por ingresar energía a una línea. Luego, la variable $f_{srk}^{c(y)}$ considera la energía que circula por esa línea en el escenario indicado.

Como nuevamente se tienen valores absolutos se deben realizar los reemplazos de (18)-(19) en (3), (27) y (28) y se agregan las restricciones (20)-(22) y (24)-(26):

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg}^{c(y)} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] \quad (29)$$

$$+ \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} W^{c(y)} H \frac{\gamma (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}}$$

$$-w_{srk}^y P_{srk}^{max} \leq (f_{srk}^{+c(y)} - f_{srk}^{-c(y)}) \leq w_{srk}^y P_{srk}^{max} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{c(y)}, \forall c(y) \in \Omega_Y \quad (30)$$

4.7. Modelo con esquema de pago por recorrido del flujo

Este esquema se diferencia al anterior porque considera la distancia de la línea por la cual circula la energía. En este caso, se hace una discriminación según la línea por la que circulará la energía. Por lo tanto, a medida que la distancia que recorra la energía sea mayor, el pago a la línea también lo será.

Minimizar

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} W^{c(y)} H \frac{\theta_{srk} |f_{srk}^{c(y)}|}{(1+i)^{y-y_0}} \quad (31)$$

$$\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} W^{c(y)} H \frac{\theta_{srk} |f_{srk}^{c(y)}|}{(1+i)^{y-y_0}}$$

$$\geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{\rho_{srk}^y w_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L \quad (32)$$

En (31) se tiene la función objetivo donde en el segundo término, a diferencia del caso anterior, se tiene un parámetro θ_{srk} , el cual depende de la línea k por la cual circula la energía. Nuevamente, se realiza un producto con $\left|f_{srk}^{c(y)}\right|$, por lo cual se debe realizar un remplazo. Y en la ecuación (32) se tiene que garantizar la recuperación de los costos para el dueño de la línea. Reemplazando (18)-(19) en (31)-(32) e incluyendo (20)-(22), (24)-(26) y (30) en este caso se obtiene:

$$\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} W^{c(y)} H \frac{\theta_{srk} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} W^{c(y)} H \frac{\theta_{srk} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}} \\ & \geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{\rho_{srk}^y W_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_L \quad (34) \end{aligned}$$

4.8. Modelo con esquema de pago por congestión

Por último, se propuso el pago por congestión entre dos nodos. En este sistema se cobra por la energía que circula por las líneas. El valor que se cobra corresponde a la diferencia de los valores absolutos de los precios entre los nodos por los que circula la energía. En este caso, los valores de los precios de nodos son parámetros que se obtuvieron del modelo básico (Muñoz et al., 2012). Luego, se corre este modelo con esos precios y se obtiene el óptimo con los nuevos precios de nodo. De esta forma, se realizan 10 iteraciones. Lo que ocurre finalmente es que tanto los precios de nodo como la solución óptima convergen.

Minimizar

$$\begin{aligned}
& \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] \\
& + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} W^{c(y)} H \frac{\vartheta_{sr}^{c(y)} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}} \\
& + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \sum_{\forall (s,r,k) \in \Omega_L} \frac{\omega_{srk}^{c(y)} W_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}}
\end{aligned} \tag{35}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \frac{\vartheta_{sr}^{c(y)} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}} \\
& + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} \frac{\omega_{srk}^{c(y)} W_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \\
& \geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{\rho_{srk}^y W_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}}
\end{aligned} \quad \begin{array}{l} \forall (s, r, k) \\ \in \Omega_L / \Omega_{L+} \end{array} \tag{36}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall c(y) \in \Omega_{c(y)}} W^{c(y)} H \frac{\vartheta_{sr}^{c(y)} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})}{(1+i)^{y-y_0}} \\
& \geq \tau \varepsilon \sigma \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{K_{srk} h_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} + \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \frac{\rho_{srk}^y W_{srk}^y}{(1+i)^{y-y_0}}
\end{aligned} \quad \forall (s, r, k) \in \Omega_{L+} \tag{37}$$

En la ecuación (35), se tiene el parámetro $\vartheta_{sr}^{c(y)}$ que corresponde a la diferencia de los precios de nodos del modelo básico en valor absoluto, por lo tanto, la diferencia siempre será positiva. Mientras que, en el flujo solo es relevante la magnitud y no la dirección del flujo. El tercer término corresponde a un pago fijo en caso de que la línea se encuentre construida o se construya. Este valor está determinado por el parámetro $\omega_{srk}^{c(y)}$.

Este parámetro se obtiene por medio de una estimación del modelo sin considerar la restricción (36) en un principio y se calcula la diferencia entre los costos totales del

sistema de transmisión y el término $\vartheta_{sr}^{c(y)} (f_{srk}^{+c(y)} + f_{srk}^{-c(y)})$. Esto se debe realizar debido a que no es posible pagar los costos de inversión y operación de las líneas existentes en el sistema de transmisión solo con la congestión producida, porque son varios los nodos entre los cuales su diferencia es 0. Esto es justamente lo que ocurre con el esquema de pago de Chile, y se consideró agregar un parámetro adicional para poder cubrir los costos de las líneas. Luego, se realizan las iteraciones para actualizar los valores de $\vartheta_{sr}^{c(y)}$ y $\omega_{sr}^{c(y)}$. La ecuación (37) muestra una diferencia, ya que no considera el término $\omega_{srk}^{c(y)}$. Se hizo esta distinción, ya que se busca que se construyan las líneas solo si existe congestión, y no cargar un pago adicional que perjudica su construcción y la seguridad del sistema. Finalmente, se incluyen (20)-(22), (24)-(26) y (30) en este caso.

5. MÉTRICAS

En esta investigación utilizaremos los indicadores llamados *Network Congestion Index* (NCI) y *Average Nodal Price Deviation Index* (ANPDI). Estos permiten determinar de mejor manera el comportamiento global de un sistema de transmisión. El NCI se define como el porcentaje que se utiliza de las líneas durante todo el periodo de estudio. De esta manera, se obtiene un valor de cuan congestionado estuvo el sistema. Se puede definir como:

$$NCI = \frac{\sum_{y \in \Omega_Y} \sum_{(s,r,k) \in \Omega_L} |f_{srk}^{c(y)max}|}{\sum_{y \in \Omega_Y} \sum_{(s,r,k) \in \Omega_L} p_{srk}^{max} W_{srk}^y} \quad (38)$$

El ANPDI consiste en la desviación estándar que presenta el precio de nodo promedio del sistema. Este considera todos los escenarios y años de estudio del modelo. Si el valor es grande, significa los precios por nodo se alejan del valor promedio. En caso contrario, significa que los precios son parecidos.

$$ANPDI = \frac{\sum_{s \in \Omega_N} |\bar{\lambda}_s - \bar{\lambda}|}{N \bar{\lambda}} \quad (39)$$

Donde N es el número de nodos y,

$$\bar{\lambda}_s = \frac{\sum_{y \in Y} \left(\sum_{c(y) \in \Omega_{c(y)}} \lambda_s^{c(y)} W^{c(y)} \right)}{y_n}$$

Y,

$$\bar{\lambda} = \frac{\sum_{s \in \Omega_N} \bar{\lambda}_s}{N}$$

Para un mayor análisis, ver (Aguado, de la Torre, Contreras, Conejo, & Martínez, 2012).

También se tienen 4 métricas μ_1 , μ_2 , μ_3 y μ_4 . La primera de ellas se define como:

$$\mu_1 = \frac{SW^* - SW^0}{\sum_{y \in \Omega_Y} \sum_{(s,r,k) \in \Omega_{L+}} (K_{srk} h_{srk}^y) / ((1+i)^{y-y_0})} \quad (40)$$

Donde μ_1 mide el incremento del beneficio social si se incluye la expansión del sistema de transmisión. Esto se mide como cuanto renta en el beneficio social una unidad invertida en líneas. El numerador muestra la diferencia entre el beneficio social con las líneas construidas (SW^*) y el beneficio social en el caso de que no se pueden construir líneas (SW^0). También, fueron definidos otros 3 indicadores, los cuales tienen relación con el beneficio obtenido por los generadores (μ_2), por la demanda (μ_3) o por el operador del mercado (μ_4). La suma de las tres últimas métricas debe ser igual a μ_1 . Para más detalles, lea (de la Torre, Conejo, & Contreras, 2008).

Por último, se definió un nuevo indicador para poder observar de mejor manera el comportamiento del sistema de transmisión. Este corresponde al *Network Saturation Index* (NSI), el cual indica el porcentaje de líneas del sistema que se encuentran a su máxima capacidad. Para esto se consideran todos los escenarios y años del periodo de estudio.

$$NSI = \frac{NSI_{count}}{\sum_{y \in \Omega_Y} \sum_{(s,r,k) \in \Omega_L} W_{srk}^y} \quad (41)$$

Donde,

$$NSI_{count} \begin{cases} 1 & \text{si } \frac{f_{srk}^{c(y)}}{p_{srk}^{max} W_{srk}^y} = 1 \\ 0 & \text{e. o. c} \end{cases}$$

En caso de tener un valor alto este indicador, significa que la seguridad del sistema puede verse afectada. En caso contrario, significa que el sistema se encuentra seguro.

6. RESULTADOS

El caso de estudio que se utilizó en esta investigación corresponde al Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Este se simplificó y considera 27 nodos, 52 líneas construidas y 23 líneas candidatas que pueden ser construidas si es que el modelo lo considera así. Los datos de esta red (por ejemplo: líneas de transmisión, unidades generadoras, parámetros, demandas, etc.) se obtuvo de (CDEC-SIC, 2013; CNE, 2013). El único valor que no pudo ser determinado por la información de las fuentes anteriores fueron los precios de los generadores hidroeléctricos de embalse y de pasada. El valor que se consideró para las centrales de embalse se obtuvo de (Pozo, Sauma & Contreras, 2013). La razón por la que se escogió este valor se debe a que existe un costo oportunidad del agua en los embalses, ya que se puede utilizar para generar en otro día y a que se puede usar para el riego de las plantaciones de la zona. En cambio, en las centrales de pasada no existe esta posibilidad, por lo que se decidió que tomara este valor como 0. Los precios de cada uno de los generadores se muestran en Anexo A: Centrales del sistema.

Del sistema eléctrico, una de las características que tiene el sistema de transmisión chileno corresponde a que es un sistema bastante largo, ya que el país posee una gran longitud. Esto muchas veces ocasiona que existan zonas de saturación, debido a que las zonas de alto consumo se encuentran distanciadas de los puntos de generación, provocando congestión en determinadas líneas. En cuanto a la generación, se consideraron los generadores que se encuentran operando en el año 2013, lo cual corresponde a 15.8 GW instalados de diversas fuentes energéticas. También se considerarán las centrales que entrarán los años posteriores al sistema e ingresarán según el año que les correspondan según la Comisión Nacional de Energía (CNE). Por otra parte, se consideraron generadores virtuales en caso de que la demanda no pueda ser satisfecha. El costo marginal que estas poseen se encuentra en (CNE, 2013).

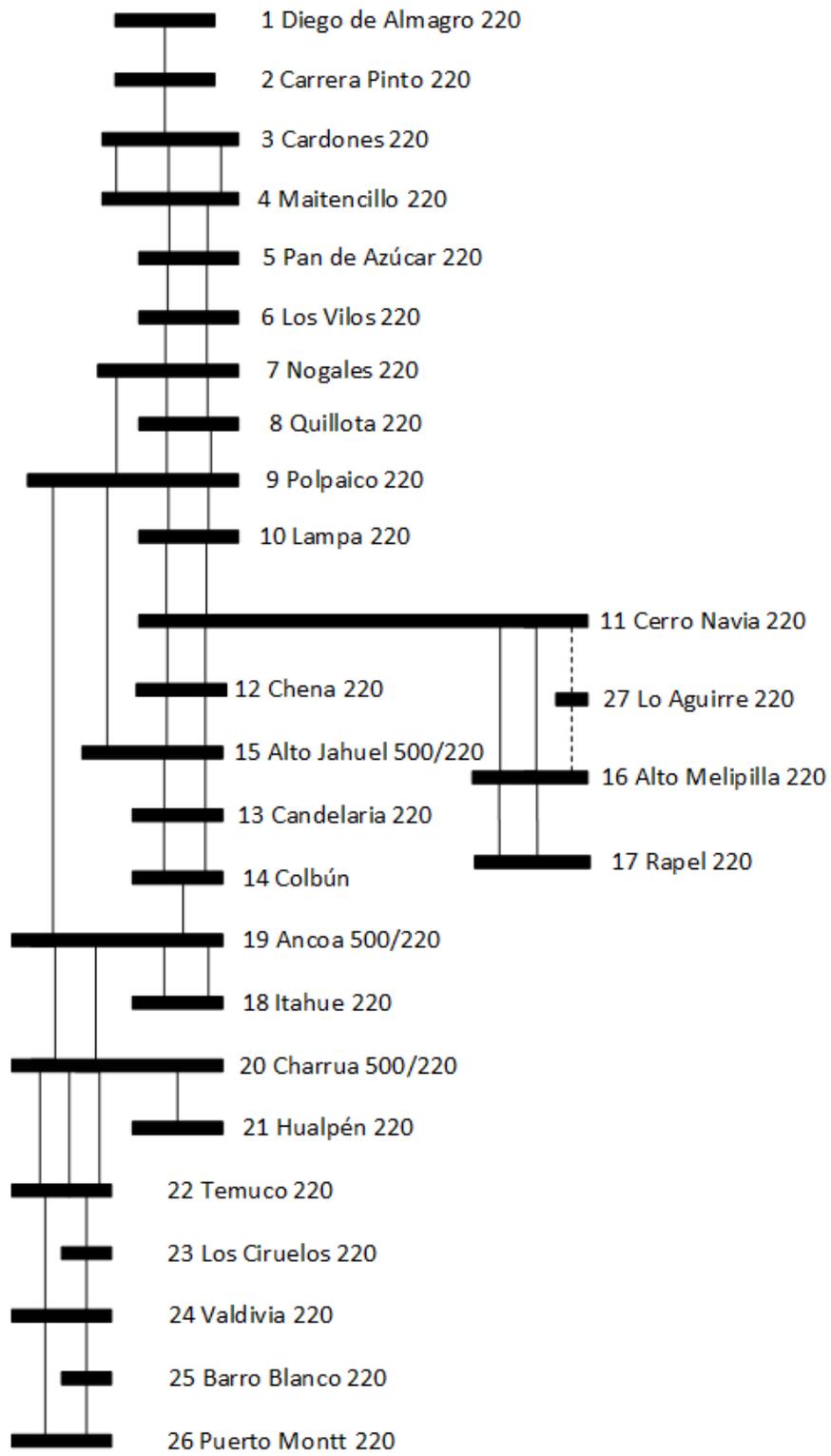


Figura 6-1: Red de Transmisión Simplificada

Se considerará un red simplificada como la que se muestra en la Figura 6-1. Para conectar las líneas a cada uno de sus nodos respectivos (Anexo B: Nodos del sistema), se consideró el uso de una matriz de incidencia. Esta matriz es una forma de relacionar la conexión entre dos nodos por medio del valor 1. En caso de que esos nodos no se puedan conectar, el valor es 0. La matriz utilizada se muestra en el Anexo c: Matriz de Incidencia.

La definición de los escenarios se definió como los bloques de horas que se explican en (CNE, 2013). Estos clasifican los bloques horarios según horas de demanda de energía. Es decir, el bloque 1 corresponde al de las horas donde existe el menor consumo durante todo el año. Mientras que el bloque 5 corresponde a las horas de mayor demanda durante el año.

Tabla 6-1: Definición de los bloques horarios para el modelo

Bloques	Horas del Bloque por Día	Horas del Bloque por Año	Probabilidad del Escenario
1	5	1719	0,20
2	4	1500	0,17
3	6	2336	0,27
4	8	2737	0,32
5	1	468	0,05
Total	24	8760	1

(Fuente: Elaboración propia en base a la información de la CNE)

En la Tabla 6-1 se muestran las horas correspondientes a cada bloque de horario y el peso que tiene cada uno de ellos. En base a esto se considerarán las demandas de cada nodo del sistema.

También se puso relacionar esto con la disponibilidad de las centrales eólicas y solares por medio de la información que se encuentra disponible en CDEC-SIC como se mostró en el Calculo del factor de planta para centrales eólicas y solares.

Se consideró una tasa de descuento del 10% y un IRP de 30 años, al igual que el utilizado en Chile. La demanda del país crece a un 4% anual para los años en los cuales no se tiene información. La información que se obtuvo corresponde a los años 2014-2017 y aparece en (CNE, 2013), por lo que se utilizó como dato. Para los parámetros α_1, α_2 y α_3 se consideran los valores 5, 2 y 100%. Mientras que para β se decidió considerar un 5% como posibilidad de no suministrar energía.

Para resolver los modelos de optimización se decidió utilizar el *solver* Gurobi 5.6 del programa AIMMS (Roelofs & Bisschop, 2013). El computador que se utilizó posee un procesador Core i3 de 3.2 GHz y una memoria de 4Gb de RAM. Los tiempos de resolución no superan los 60 minutos de tiempo.

Los esquemas de pago serán definidos con las siguientes siglas:

Tabla 6-2: Siglas de cada sistema de tarificación

Pago por flujo en la línea	PPFLOW
Pago por flujo y distancia recorrida en la línea	PPDIST
Pago por congestión	PCONG
Pago por estampillado	STAMP

En primer lugar, se buscó definir los precios que se consideraron para cada esquema de pago. Estos corresponden a los que hacen que el óptimo sea el más bajo posible dentro de todos los valores posibles si es que se va variando el precio. Los valores de cada esquema de pago se muestran en Tabla 6-3.

Tabla 6-3: Valores por cada Esquema de Pago

Esquema de pago	Unidad	Valor
PPFLOW	[US\$/MWh]	15,5
PPDIST	[US\$/MWh/km]	0,09
PCONG	Pago por nudo	-
STAMP	[MUS\$ por cada línea si se usa todo el año]	97

Para determinar los precios de la Tabla 6-3 se fue probando con distintos valores hasta llevar a un MIP gap de 0.2% para la función objetivo mínima según precio. Como estos modelos MIP con más de 9.000 variables binarias es muy difícil encontrar el óptimo para precios bajos dependiendo el esquema. Por eso, se definió un GAP de manera que puedan compararse todos los modelos.

Tabla 6-4: Costos por Esquema de Pago

Esquemas de Pago	Costo de Generación [MUS\$]	Costo de Peajes [MUS\$]	Costo Total del Sistema [MUS\$]
PPFLOW	10.876,04	5.362,18	16.238,22
PPDIST	10.753,06	3.303,17	14.056,23
PCONG	10.359,03	3.394,04	13.753,07
STAMP	11.979,98	6.454,50	18.434,48

En la Tabla 6-4 se puede observar un resumen de los costos para cada uno de los esquemas de pago luego de resolver el problema de optimización. Como se puede

apreciar, el mayor costo corresponde a STAMP debido a que el costo de generación es muy alto, al igual que inyectar energía a la red. Esto se explica porque se discrimina por el mismo precio para todas las líneas, lo cual encarece el sistema. Mientras que, el esquema de pago más económico corresponde a PCONG, ya que es el que posee una menor discriminación de precios entre las líneas, y muchas veces paga el valor justo correspondiente a los costos de inversión y operación de una determinada línea. Para PPDIST se tiene un valor más bajo que el PPFLOW, porque el caso PPFLOW no discrimina de buena forma por dónde circula la energía, ya que solo considera la capacidad entre qué línea circula la energía. En cambio, PPDIST se considera la distancia por la cual se conduce la energía, ya que cada línea tiene un valor distinto según la longitud de esta. Principalmente, de estos resultados se puede entender que a medida que el sistema discrimina por cual línea circula la energía, los costos del sistema son menores. En los casos donde se les da un trato similar a las líneas, como PPFLOW y STAMP, el sistema se encarece.

Tabla 6-5: Costo de inversión y operación de las líneas que operan en el sistema de transmisión

Esquemas de Pago	Costos de inversión y operación de las líneas existentes y alternativas [MUS\$]
PPFLOW	1.791,76
PPDIST	1.599,04
PCONG	1.888,00
STAMP	1.523,50

En la Tabla 6-5 se tienen los costos de inversión y operación de las líneas que se encuentran construidas en el año 0 y las que se construyen en los años posteriores. Se puede observar que el costo de sistema de transmisión más costoso corresponde a PCONG, ya que construye bastantes líneas y de gran capacidad. Mientras que, STAMP

posee el sistema más económico, debido a que el sistema no permite la construcción de muchas líneas, ya que el valor está definido al de la línea más cara que está construida en el sistema y no permite construir líneas de costos muy altos. Además, este esquema prefiere usar generación cara, pero que abastezca la demanda local.

Tabla 6-6: Eficiencia del Sistema de Tarificación

Esquemas de Pago	Factor de Eficiencia [%]
PPFLOW	33,41
PPDIST	48,41
PCONG	55,63
STAMP	23,60

En la Tabla 6-6 se muestra la eficiencia del sistema de tarificación. Esta se calcula como la razón entre el costo del sistema de transmisión de las líneas construidas y las que se construirán en el sistema y el costo del peaje que se obtuvo para cada esquema de pago. De esta forma, se puede tener un valor que indique que porcentaje del peaje se usó para el pago de las líneas. Se obtuvo que el esquema de pago más eficiente corresponda a PCONG. Esto se explica porque busca minimizar las diferencias entre los precios de nodos y a las líneas que no se les puede pagar el costo de esta forma, se les asigna un monto que cubre esa diferencia. PPDIST demostró ser un sistema de tarificación bastante eficiente, entregando una eficiencia de 48,41%. Por el contrario, PPFLOW es un esquema más ineficiente puesto que no discrimina de buena forma por línea, con un valor de 33,41%. Esto permite que sea un esquema de pago bastante eficiente. Por último, el esquema de pago más ineficiente corresponde a STAMP, puesto que paga un valor superior para las líneas en las cuales es necesario que circule la energía para suplir la demanda.

Tabla 6-7: Costos de inversión por sistema de tarificación

Esquemas de Pago	Inversión en Nuevas Líneas de Transmisión [MUS\$]
PPFLOW	326,87
PPDIST	141,66
PCONG	427,42
STAMP	74,09

Como se puede observar en la Tabla 6-7, se tienen los costos de inversión de las líneas de transmisión. PCONG posee la mayor inversión debido a que construye líneas donde existe una alta congestión. De esta manera, bajan los costos del sistema. Por el contrario, en el caso STAMP se tiene la menor inversión, ya que permite la construcción de líneas de baja capacidad, por el precio que se determina en el esquema de pago.

Tabla 6-8: Expansión del Sistema de Transmisión por Esquema de Pago

PPFLOW			PPDIST		
De nodo	A nodo	Año Entrada	De Nodo	A Nodo	Año entrada
1	3	2014	22	23	2017
5	9	2016	15	19	2014
16	27	2022	20	21	2014
23	25	2021	6	7	2019
23	26	2014	9	10	2014
20	21	2014	10	11	2014
4	5	2016			
9	10	2014			
10	11	2014			
PCONG			STAMP		
De Nodo	A Nodo	Año entrada	De Nodo	A Nodo	Año entrada
22	23	2019	1	3	2014
5	9	2016	16	17	2014
11	27	2022	16	27	2022
16	27	2022	20	21	2014
23	24	2019	9	10	2023
20	21	2017			
9	10	2017			
10	11	2017			

En Tabla 6-8 se puede observar la entrada de las líneas según el esquema de pago propuesto con sus respectivas líneas y años de entrada. PPFLOW se caracteriza por permitir la entrada de varias líneas, incluyendo algunas que recorren distancias largas. También en este caso se construyen menos líneas que PPDIST, pero se construyen antes, puesto que entregan un beneficio mayor para el sistema. STAMP se caracteriza por

construir pocas líneas, pero lo hace en los primeros años. Mientras que, PCONG posterga el ingreso de las líneas y construye más que STAMP.

Tabla 6-9: NCI y NSI por Esquema de Pago

Esquema de Pago	NCI [%]	NSI [%]
PPFLOW	26,74	0,02
PPDIST	31,84	0,82
PCONG	31,14	1,07
STAMP	27,13	0,24

De Tabla 6-9 se pueden observar que PCONG es el esquema que posee la mayor saturación de todos los casos, debido a que es el que trata de mantener un alto uso el sistema de transmisión. Al mismo tiempo, se tiene un índice de congestión alto con un valor de 31.14%, lo cual lo convierte en el segundo esquema con mayor congestión. Lo que ocurre en este esquema es que intenta mantener un alto uso las líneas entre los nodos donde la diferencia de precios es de 0. Con esto se busca disminuir el flujo de la energía en las zonas donde existe más congestión, lo cual reduce los costos totales del sistema. PPDIST posee el mayor NCI, porque es un sistema de pago económico, en relación a los costos de generación del sistema, y con esto se incentiva la generación en zonas más alejadas para poder suplir la demanda. También, presenta un NSI alto justificado por el mismo motivo. Mientras que PPFLOW y STAMP se consideran como esquemas de pago de alto costo por lo visto en los índices. Por lo tanto, se busca disminuir la inyección de energía por las líneas y se privilegia la generación local. Lo mismo ocurre con los valores de NSI para estos esquemas, ya que son los más bajos.

Tabla 6-10: ANPDI por Esquema de Pago

Indicador	PPFLOW	PPDIST	PCONG	STAMP
ANPDI	0,2786	0,2588	0,1658	0,3575

Tabla 6-10 muestra el valor del ANPDI para cada uno de los esquemas de pago evaluados. Los valores de este indicador oscilan entre 0,16 y 0,36. El mayor de ellos corresponde al STAMP, producto de que el sistema posee una gran diferencia entre los precios de nodo y demostrando que el sistema se encuentra congestionado. El más bajo corresponde a PPDIST dado por una baja variabilidad de los precios de nodo, y por ende, una baja congestión.

Tabla 6-11: Costos de generación, peaje y del sistema sin considerar expansión de la transmisión

Esquemas de Pago	Costo de Generación [MUS\$]	Costo de Peajes [MUS\$]	Costo Total del Sistema [MUS\$]
PPFLOW	11.361,33	5.358,64	16.719,97
PPDIST	10.881,68	3.372,87	14.254,55
PCONG	10.971,08	5.536,87	16.507,95
STAMP	12.346,42	6.389,19	18.735,61

En la Tabla 6-11 se puede apreciar los distintos costos de cada uno de los esquemas de pagos propuestos, pero sin considerar la expansión del sistema. Es decir, no se construyen líneas. Se observa que el sistema de tarificación con mayores costos de generación, peajes y del sistema corresponde a STAMP. Esto se debe a como el sistema minimiza el uso de las líneas en el sistema y aumenta la generación local. Mientras que el esquema con menores costos corresponde a PDIST. Esto se da debido a que el sistema

de tarificación permite la fluidez de la energía por tener un esquema económico. PCONG sube bastante su valor, ya que la diferencia de precios de nodo crece considerablemente por no construir líneas nuevas, aumentando los costos de peaje.

Tabla 6-12: Métricas de Inversión en Transmisión por Esquema de Pago

Esquema de Pago	μ_1	μ_2	μ_4
PPFLOW	2,92	2,93	-0,01
PPDIST	3,58	3,09	0,49
PCONG	7,91	2,90	5,01
STAMP	2,66	3,54	-0,88

En Tabla 6-12 se muestran los indicadores de beneficios para cada uno de los actores que participan del mercado. Como se explicó anteriormente, estos indicadores muestran la diferencia del sistema cuando existe expansión y cuando no se considera. Uno de los valores a destacar es que PCONG es afectado por la construcción de líneas como muestra el indicador negativo del excedente del beneficio social. Eso implica que la construcción de las líneas provoca una gran disminución del excedente del generador y del operador. El resto también posee un valor negativo, pero con la diferencia que una línea adicional no provoca mayores cambios.

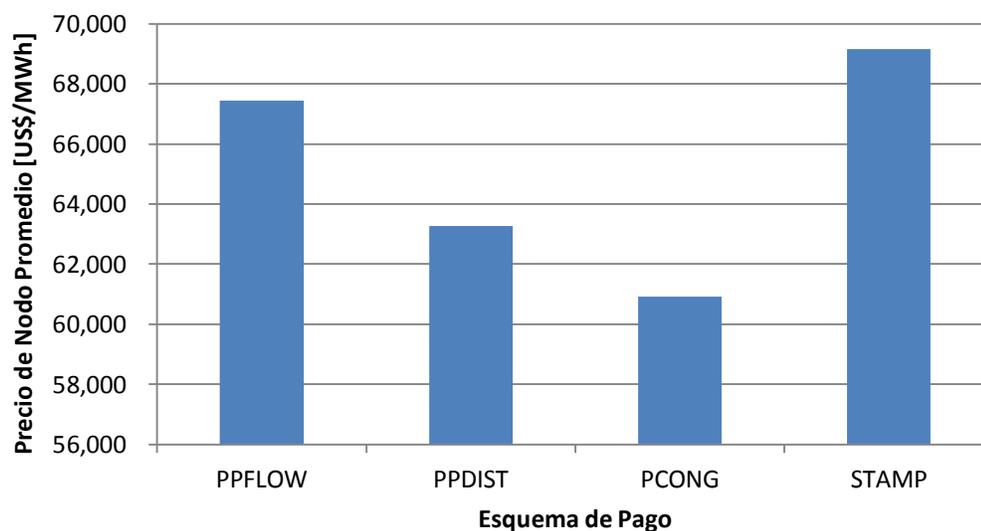


Figura 6-2: Precio de nodo promedio por Esquema de Pago

De Figura 6-2 se puede ver que los precios de nodo promedio de cada caso se encuentran entre 61 y 69 $\left[\frac{US\$}{MWh}\right]$ para el sistema. PCONG posee el precio más bajo, puesto que incentiva el uso de las líneas descongestionadas, reduciendo el flujo por zonas con alta congestión. Por otra parte, este es un esquema de pago económico, permitiendo el uso de energías de bajo costo. PPDIST posee un valor bajo también, principalmente a que se caracteriza por construir líneas de distancias largas que permiten bajar los costos del sistema. En el caso de STAMP se tiene un valor alto para el precio provocado por un sistema que mantiene un precio homogéneo para todas las líneas, buscando congestionar el sistema y tiene un valor de inyección de la energía alto.

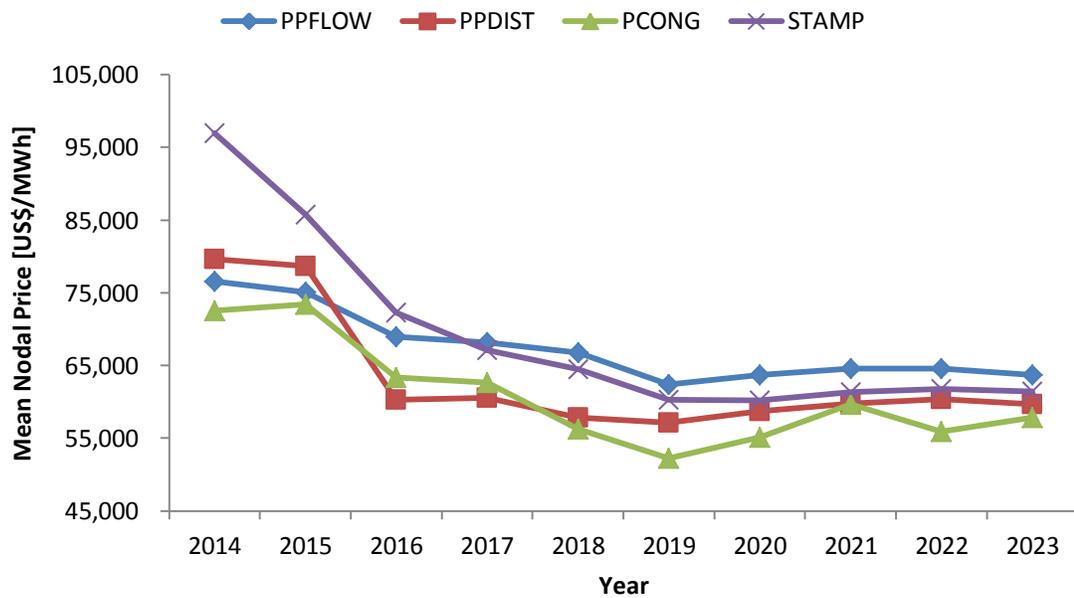


Figura 6-3: Precio de Nodo Promedio por Año

En la Figura 6-3 se tienen los precios de nodo por año para cada uno de los casos de estudio. Como se puede ver, se tiene que los precios van disminuyendo a medida que avanzan los años por dos razones. La primera de ellas corresponde a que ingresa generación con menores costos al sistema a medida que pasan los años. Y la segunda corresponde a que se construyen líneas que permiten bajar los precios de nodo. Algo interesante que se puede observar en la Figura 6-3 es que STAMP presenta un comportamiento creciente desde el año 6. Esto se justifica por el hecho que solo es capaz de construir líneas de bajo costo. Es decir, líneas con baja capacidad y de tramos cortos. Esta es una de las desventajas que posee este esquema de pago, ya que al determinar un valor, este impide que se construyan líneas que tengan un valor superior al costo de la línea. En caso de utilizar un valor muy alto, sucede que los costos del sistema aumentan, obteniendo un óptimo mayor. En cuanto a los otros esquemas, se puede apreciar que los precios son más o menos similares, siendo en los últimos años PCONG tiene los precios

más bajos. PPFLOW se caracteriza por tener baja dispersión de los precios y PPDIST tiene precios bajos en general.

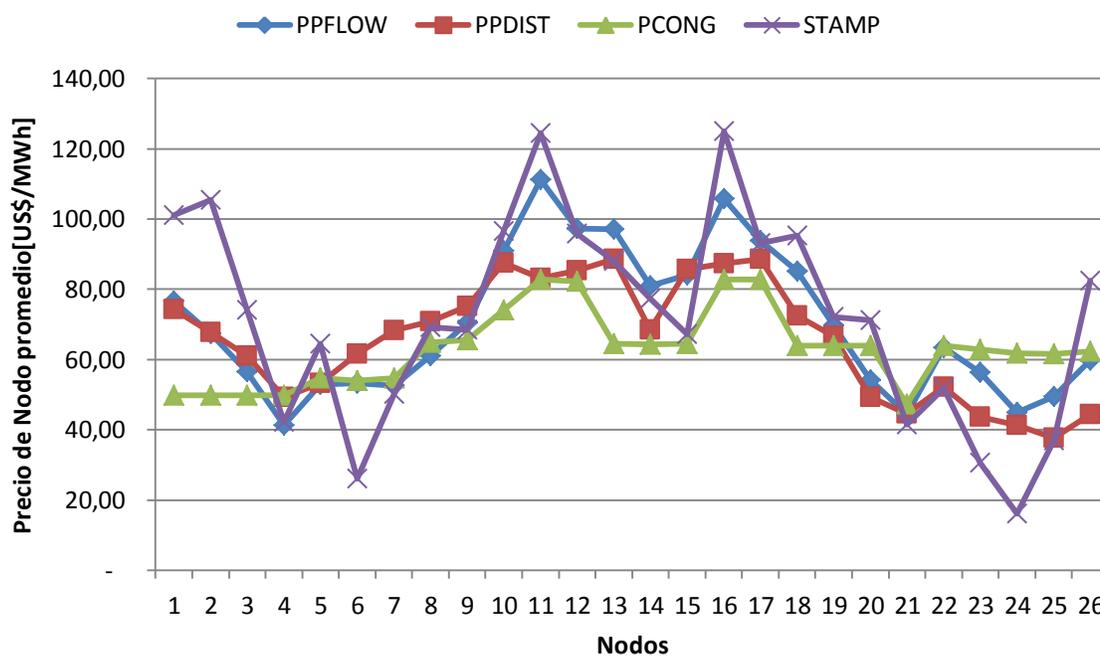


Figura 6-4: Precio Promedio por Nodo

En la Figura 6-4 se puede ver los precios de nodo para cada uno de los nodos existentes en el sistema de transmisión. Uno de los aspectos relevantes que se pueden observar es que PCONG posee una baja dispersión de los precios, provocada principalmente porque se busca que la diferencia entre los precios sea lo más baja posible. Para el caso de STAMP se tienen nodos donde los precios de nodos son los más bajos, que corresponden a las zonas de baja congestión. En las zonas de alta congestión, en cambio, se tiene que los precios son los más altos de todos los esquemas de pago. Esto provoca que el costo de la energía sea alto en promedio. En los casos de PPFLOW y PPDIST se tiene que los precios son bastantes similares y que no influye considerablemente la distribución de los nodos, salvo en algunos puntos, donde los

precios de nodo tienden a ser más altos para PPFLOW. Es relevante destacar que PPDIST tiene precios bajos en la mayor parte del sistema en comparación a los esquemas PPFLOW y STAMP, mostrando una baja congestión y del sistema. Esto muestra que se ve beneficiado en un país como Chile por la gran longitud que posee, haciéndolo un esquema que se adapta bastante bien a las necesidades del país.

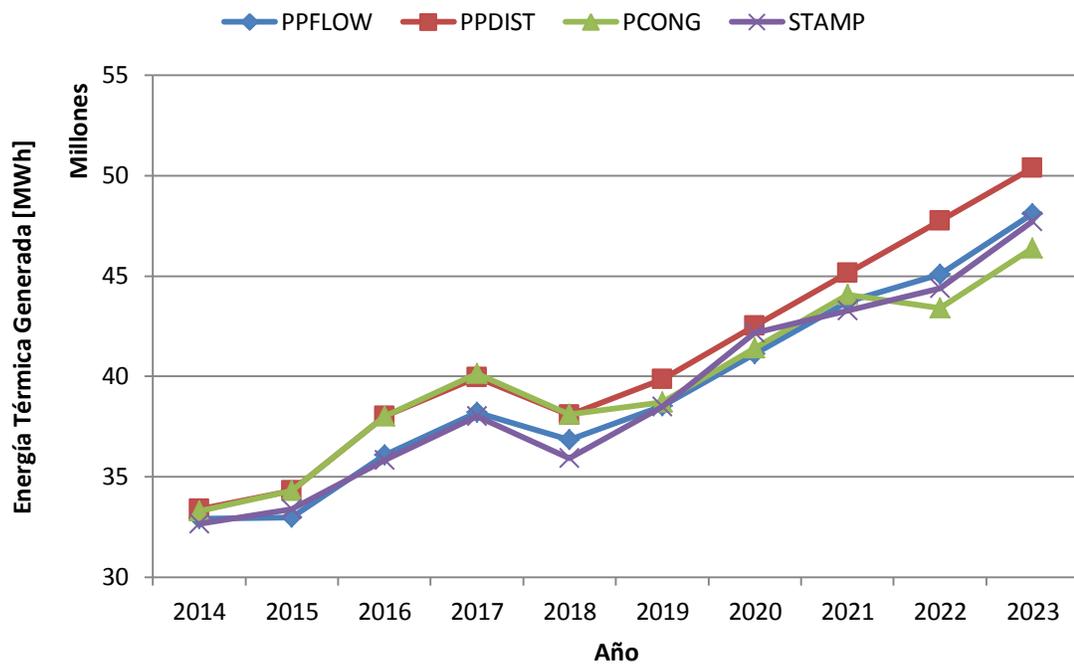


Figura 6-5: Energía Generada por fuentes térmicas para cada uno de los esquemas de pago

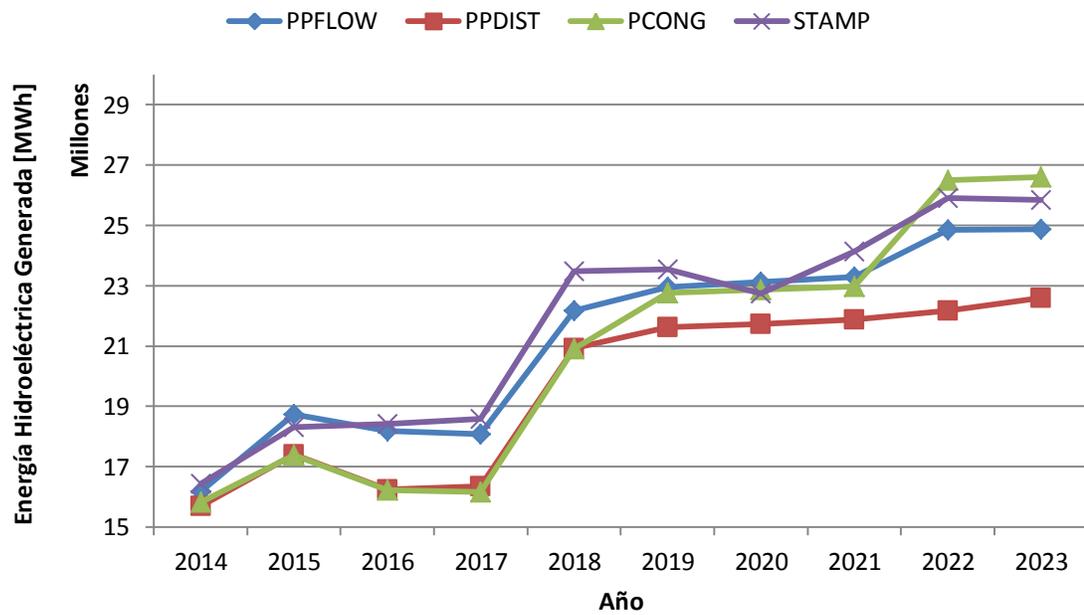


Figura 6-6: Energía Generada por fuentes hidroeléctricas para cada uno de los esquemas de pago

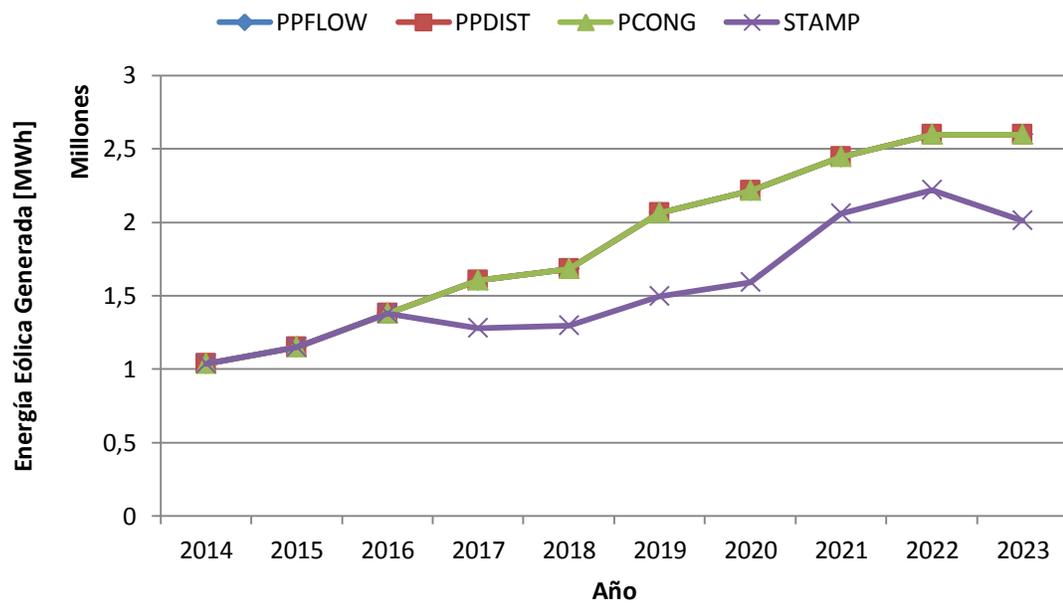


Figura 6-7: Energía Generada por centrales eólicas para cada uno de los esquemas de pago

En la Figura 6-5 se puede observar la energía generada por centrales térmicas que se encuentran instaladas en el sistema eléctrico. Lo que se puede ver es que en el largo plazo el esquema de pago que utiliza más esta fuente corresponde a PDIS. Esto ocurre porque en el caso de que la energía tenga que recorrer distancias muy largas el costo de generación crece bastante y genera localmente. En ese caso se usan los generadores térmicos que hay por nodo. En el año existe una caída de la generación de este tipo, ya que se genera con energía hidroeléctrica, la cual es de bajo costo. En la Figura 6-6 se puede en detalle que PDIS no genera mucha energía por medio de las hidroeléctricas, mientras que PCONG es el que usa más de este tipo de energía en los últimos dos años. STAMP también privilegia el uso de esta fuente para satisfacer la demanda de los nodos del sistema.

En la Figura 6-7 se muestra la generación eólica que se produce para cada uno de los sistemas de tarificación propuesto. STAMP muestra un uso menor de esta fuente energética principalmente a que esta fuente se encuentra en cuatro nodos del sistema (Los Vilos, Pan de Azúcar, Charrua y Hualpén). Por lo que pagar por el uso de la línea para generar con energía eólica no es óptimo para el sistema y prefiere utilizarla.

7. CONCLUSIONES

En esta investigación se propuso un modelo de planificación de la expansión del sistema de transmisión que incluye la tarificación del sistema. Este se modela por medio de un problema MIP y que funciona de forma dinámica. Una de las principales diferencias que posee este modelo con respecto a los que se han realizado corresponde a que es un modelo de un solo nivel, en el cual se buscan disminuir los costos del operador del sistema. Además, se considera que el dueño de cada línea tiene que, al menos, recuperar sus costos de inversión y operación. Esto, tanto para las líneas que ya se encuentran construidas como para las líneas nuevas. Se consideraron cuatro esquemas de pago, los cuales fueron modelados de diferentes formas, y se aplicaron al sistema de transmisión chileno considerando un horizonte de tiempo de 10 años.

Con los resultados del caso de estudio, se pudo observar que el caso PCONG tiene el menor costo del sistema. Esto ocurre principalmente a que este es un esquema que se caracteriza por minimizar las diferencias entre los costos de los nodos, buscando una utilización más intensiva de las instalaciones. Con esto se logra que los costos de generación y de peaje del sistema sean los más bajos de los esquemas de pago. Además, se provoca que se use bastante el sistema de transmisión, reflejado en un alto nivel de congestión y de saturación, pero al mismo tiempo, no son valores que indiquen un riesgo para la seguridad del sistema. En el caso PPDIST se tiene que los costos del sistema no son elevados en comparación con los otros esquemas de tarificación. Esto se produce porque se pueden construir líneas de grandes capacidades que permitan trasladar la energía económica de zonas lejanas a los puntos de consumos. El *trade-off* que se produce entre líneas largas y energía económica permite que los costos del sistema sean menores a los otros casos que construyen líneas más pequeñas, pero con uso de energías más caras. PPFLOW se caracteriza por fijar un precio que es igual para todas las líneas. Esto perjudica al sistema, ya que obliga a pagarle mucho a líneas que se encuentran altamente congestionadas y que poseen costos de inversión y operación bajos,

aumentando los costos totales del sistema. Siendo así, es más conveniente algún modelo que discrimine por línea y que tenga un valor para cada línea que sea diferente, como por ejemplo, que sea proporcional a sus costos. Por último, para STAMP se tiene que la saturación del sistema es baja, producto que es un esquema de pago caro para el sistema eléctrico, privilegiando una mayor generación local y aumentando los costos totales. Este esquema se caracteriza por la construcción con baja capacidad y distancias cortas, siendo poco efectivo para un país largo como Chile. Una de las conclusiones más importantes que se pudo obtener de esta tesis corresponde que si se busca pagar las líneas de forma que sea lo más discriminatoria según capacidad y distancia, menores son los costos del sistema. Si se trata de cobrar un costo homogéneo para todas las líneas, los costos aumentan cada vez más. Por lo tanto, como política pública, se debe preferir un esquema de pago que cobre en base a las características de cada una de las líneas, en vez de fijar un valor único para todas las líneas. De esta forma, se tienen costos más bajos para el sistema en su conjunto.

BIBLIOGRAFIA

- Abdelaziz, A. (2000). Genetic algorithm-based power transmission expansion planning. *Electronics, Circuits and Systems, 2000. ICECS ...*, 642–645. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=912959
- Aguado, J. a., de la Torre, S., Contreras, J., Conejo, A. J., & Martínez, A. (2012). Market-driven dynamic transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 82(1), 88–94. doi:10.1016/j.epsr.2011.09.001
- Baringo, L., & Conejo, A. (2012). Transmission and wind power investment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(2), 885–893. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6123185
- Binato, S. (2001). A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *Power Systems, IEEE ...*, 16(2), 235–240. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=918292
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Stoft, S. (1997). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, 31(2), 294–325. Retrieved from <http://www.nber.org/papers/w6293>
- Braga, A., & Saraiva, J. (2004). Long term transmission expansion planning-a simulated annealing based multiyear algorithm including long term marginal prices. *Probabilistic Methods Applied to ...*, 551–556. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1378747
- Brokering, W., Palma, R., & Vargas, L. (2008). *Los Sistemas Eléctricos de Potencia* (Pearson Pr.).
- Bushnell, J. (1999). Transmission rights and market power. *The Electricity Journal*. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619099000743>
- CDEC-SIC. (2013). CDEC-SIC: Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal, año 2013. Retrieved from <http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/b9b99bd-ipe13.zip>
- CNE. (2013). CNE: Fijación de precios de nudo, Sistema Interconectado Central: Informe técnico definitivo. Retrieved from http://www.cne.cl/images/stories/tarificacion/01_electricidad/otros/precios_nudo/otros_precios_de_nudo/PNCP_OCTUBRE_2013/ITD_SIC_OCT2013.rar
- De La Torre, S. ., Conejo, A. J., & Contreras, J. (2008). Transmission expansion planning in electricity markets. *Power Systems, IEEE ...*, 23(1), 238–248. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4435945

Gu, Y., McCalley, J., & Ni, M. (2012). Coordinating Large-Scale Wind Integration and Transmission Planning. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 3(4), 652 – 659. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6259823&url=http://ieeexplore.ieee.org/iel5/5165391/6299423/06259823.pdf?arnumber=6259823>

Haffner, S., & Monticelli, A. (2001). Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning. ... , *Transmission and ...*, I(September). Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=959688

Haffner, S., Monticelli, A., & Garcia, A. (2000). Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. ... -*Generation, Transmission ...*, 149–156. doi:10.1049/ipgtd

Jenabi, M., Ghomi, S. M. T. F., & Smeers, I. (2013). Bi-level game approaches for coordination of generation and transmission expansion planning within a market environment. *Power Systems, IEEE ...*, 1–12. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6450144

Ministerio de Energía. (1982). Decreto con fuerza de ley N°1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. Retrieved from <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>

Muñoz, C., Sauma, E., Aguado, J., Contreras, J., & De La Torre, S. (2012). Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(12), 1281–1291. doi:10.1049/iet-gtd.2011.0552

Pozo, D., Contreras, J., & Sauma, E. (2013). If you build it, he will come: Anticipative power transmission planning. *Energy Economics*, 36, 135–146. doi:10.1016/j.eneco.2012.12.007

Pozo, D., Sauma, E., & Contreras, J. (2013). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE ...*, 28(1), 202–210. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6244821

Qu, G., Cheng, H., Yao, L., Ma, Z., & Zhu, Z. (2010). Transmission surplus capacity based power transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 80(1), 19–27. doi:10.1016/j.epsr.2009.08.001

Rider, M., Garcia, A., & Romero, R. (2007). Branch and bound algorithm for transmission network expansion planning using dc model. *Power Tech, 2007 IEEE ...*, 1350–1355. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4538512

Roelofs, M., & Bisschop, J. (2013). AIMMS: The User's Guide. Retrieved from http://www.aimms.com/aimms/download/manuals/aimms_user.pdf

Romero, R. (1996). Transmission system expansion planning by simulated annealing. *Power Systems, IEEE* ..., 11(1), 364–369. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=486119

Roy, P. Van. (2002). A postage stamp transmission tariff with marginal loss based incentive. ... *Meeting, 2002. IEEE*, 00(c), 157–162. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=984978

Sauma, E. (2009). Intertemporal planning of transmission expansions in restructured electricity markets. *Journal of Energy Engineering*, (September), 73–82. Retrieved from [http://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/\(ASCE\)0733-9402\(2009\)135:3\(73\)](http://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/(ASCE)0733-9402(2009)135:3(73))

Sauma, E., & Oren, S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 30(3), 261–290. doi:10.1007/s11149-006-9003-y

Sauma, E., & Oren, S. (2007). Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4349124

Singh, R., & Sood, Y. (2009). Transmission tariff for restructured Indian power sector with special consideration to promotion of renewable energy sources. *TENCON 2009-2009 IEEE Region 10* ..., 1–7. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5396255

ANEXOS

ANEXO A: CENTRALES DEL SISTEMA

Nombre	Nodo Modelo	Potencia Máxima [MWh]	Cvar [US/MWh]	Año Ingreso	Tecnología
Taltal 01 Diésel	Diego de Almagro	110	275,96	2013	Térmica
Taltal 02 Diésel	Diego de Almagro	110	275,96	2013	Térmica
Taltal 01 GNL	Diego de Almagro	121,5	193,54	2013	Térmica
Taltal 02 GNL	Diego de Almagro	123,4	193,54	2013	Térmica
Taltal CC GNL	Diego de Almagro	360	74,70	2017	Térmica
Diego de Almagro TG	Diego de Almagro	23	360,84	2013	Térmica
San Lorenzo 01	Diego de Almagro	28,5	401,81	2013	Térmica
San Lorenzo 02	Diego de Almagro	26	444,14	2013	Térmica
Emelda 01	Diego de Almagro	33,25	375,52	2013	Térmica
Emelda 02	Diego de Almagro	36	402,72	2013	Térmica
El Salvador TG	Diego de Almagro	23,8	391,95	2013	Térmica
Cardones	Cardones	153,04	303,98	2013	Térmica
Cenizas	Cardones	13,9	189,73	2013	Térmica
Termopacífico	Cardones	81,2	272,34	2013	Térmica
Guacolda 01	Maitencillo	142,9	40,56	2013	Térmica
Guacolda 02	Maitencillo	142,9	40,56	2013	Térmica
Guacolda 03	Maitencillo	137,104	29,15	2013	Térmica
Guacolda 04	Maitencillo	139	33,17	2013	Térmica
Huasco TG	Maitencillo	58	370,29	2013	Térmica
El Peñón	Pan de Azúcar	81	269,16	2013	Térmica
Punta Colorada 01 Fuel	Pan de Azúcar	17	197,25	2013	Térmica
Eolica Punta Colorada	Pan de Azúcar	20	7,70	2013	Eólica
Eolica Canela 01	Los Vilos	18,15	7,70	2013	Eólica
Eolica Canela 02	Los Vilos	60	7,70	2013	Eólica

Monte Redondo	Los Vilos	48	7,70	2013	Eólica
Eólica Totoral	Los Vilos	46	7,70	2013	Eólica
Espinosa	Los Vilos	124	289,32	2013	Térmica
Olivos	Los Vilos	115,2	291,54	2013	Térmica
Los Vientos	Lampa	132	291,85	2013	Térmica
Las Vegas	Lampa	2,127	283,86	2013	Térmica
Nehuenco 01 Diésel	Quillota	310	169,98	2013	Térmica
Nehuenco 01 GNL	Quillota	340,051	75,36	2015	Térmica
Nehuenco 01 FA GNL	Quillota	21,393	94,54	2015	Térmica
Nehuenco 02	Quillota	384,2	117,13	2013	Térmica
Nehuenco 02 Diésel	Quillota	391	169,76	2013	Térmica
Nehuenco 01 GNL TP	Quillota	295	0,00	2013	Térmica
Nehuenco 02 GNL	Quillota	384,2	69,21	2016	Térmica
Nehuenco 02 GNL TP	Quillota	384,2	0,00	2013	Térmica
Nehuenco 9B 01 Diésel	Quillota	92	288,74	2013	Térmica
Nehuenco 9B 02 Diésel	Quillota	16	316,26	2013	Térmica
San Isidro	Quillota	350	166,92	2013	Térmica
San Isidro FA	Quillota	20	273,10	2013	Térmica
San Isidro Diésel	Quillota	305	196,53	2013	Térmica
San Isidro GNL	Quillota	350	62,03	2013	Térmica
San Isidro FA GNL	Quillota	20	99,22	2013	Térmica
San Isidro 02 CC Diésel	Quillota	350	180,54	2013	Térmica
San Isidro 02 GNL	Quillota	392	56,31	2013	Térmica
San Isidro 02 FA GNL	Quillota	19	99,22	2013	Térmica
Quintero 01 CA Diésel	Quillota	128	253,51	2013	Térmica
Quintero 01 CA GNL	Quillota	128	125,06	2013	Térmica
Quintero 02 CA Diésel	Quillota	129	253,51	2013	Térmica
Quintero 02 CA	Quillota	129	125,06	2013	Térmica

GNL					
Quintero CC FA GNL	Quillota	35	104,29	2021	Térmica
Quintero CC GNL	Quillota	350	78,04	2021	Térmica
Ventanas 01	Nogales	113,4	47,75	2013	Térmica
Ventanas 02	Nogales	208,6	44,97	2013	Térmica
Campiche	Nogales	248,9888	44,94	2013	Térmica
Los Colorados 01	Cerro Navia	1,8	22,70	2013	Térmica
Los Colorados 02	Cerro Navia	14,74088	16,95	2013	Térmica
Con Con	Nogales	2,269	285,60	2013	Térmica
Nueva Ventanas	Nogales	249	44,94	2013	Térmica
Colmito	Quillota	58	274,38	2013	Térmica
Laguna Verde	Quillota	45,12	454,46	2013	Térmica
Laguna Verde TG	Quillota	18	297,59	2013	Térmica
Placilla	Quillota	3	274,46	2013	Térmica
Quintay	Quillota	3	275,25	2013	Térmica
Totalal	Quillota	3	281,86	2013	Térmica
Nueva Renca FA GLP	Cerro Navia	30	214,50	2013	Térmica
Nueva Renca Diésel	Cerro Navia	312	192,81	2013	Térmica
Nueva Renca GNL TP	Cerro Navia	312	3,80	2013	Térmica
Nueva Renca GNL	Cerro Navia	312	81,08	2015	Térmica
Nueva Renca Int GNL	Cerro Navia	30	96,45	2015	Térmica
Renca	Cerro Navia	92	399,24	2013	Térmica
Santa Marta	Alto Jahuel	15,7	15,00	2013	Térmica
San Francisco TG	Alto Jahuel	25,7	342,73	2013	Térmica
Energía Pacífico	Alto Jahuel	14,3052	53,36	2013	Térmica
Esperanza 01	Alto Jahuel	18,8	417,91	2013	Térmica
Esperanza 02	Alto Jahuel	1,8	310,94	2013	Térmica
Esperanza 03	Alto Jahuel	1,6	296,97	2013	Térmica
Colihues	Alto Jahuel	22	184,15	2013	Térmica
Candelaria CA 01 Diésel	Candelaria	125,3	291,22	2013	Térmica
Candelaria CA 02 Diésel	Candelaria	128,56	291,22	2013	Térmica
Candelaria CA 01 GNL	Candelaria	125,3	122,88	2020	Térmica

Candelaria CA 02 GNL	Candelaria	128,56	122,88	2020	Térmica
Candelaria CC GNL	Candelaria	360	74,70	2023	Térmica
Teno	Itahue	59	271,24	2013	Térmica
Cementos Bio Bio	Itahue	13,6	188,31	2013	Térmica
Maule	Itahue	6	363,18	2013	Térmica
Celco 01	Itahue	3	10,00	2013	Térmica
Celco 02	Itahue	2	120,73	2013	Térmica
Celco 03	Itahue	3	280,26	2013	Térmica
Constitución Elektragen	Itahue	9	363,18	2013	Térmica
Constitucion	Itahue	7	0,00	2013	Térmica
licanten 00	Itahue	5	0,00	2013	Térmica
licanten 01	Itahue	1	63,00	2013	Térmica
Linares	Itahue	0,4	274,75	2013	Térmica
San Gregorio	Itahue	0,4	274,75	2013	Térmica
Viñales 01	Itahue	6	16,00	2013	Térmica
Viñales 02	Itahue	10	38,00	2013	Térmica
Viñales 03	Itahue	6	45,00	2013	Térmica
Nueva Aldea 01	Charrua	19	25,00	2013	Térmica
Nueva Aldea 02 Diésel	Charrua	10	318,58	2013	Térmica
Nueva Aldea 03	Charrua	37	0,00	2013	Térmica
Yungay 01 Diésel	Charrua	52,399	296,11	2013	Térmica
Yungay 02 Diésel	Charrua	52,092	267,90	2013	Térmica
Yungay 03 Diésel	Charrua	53,477	290,07	2013	Térmica
Yungay 04 Diésel	Charrua	41,16	305,74	2013	Térmica
Yungay 04 CC Diésel	Charrua	45,8	222,11	2013	Térmica
cholguan 00	Charrua	9	32,30	2013	Térmica
cholguan 01	Charrua	4	299,82	2013	Térmica
Los Pinos	Charrua	104,194	206,48	2013	Térmica
Santa Lidia	Charrua	137,61	292,80	2013	Térmica
Santa Fe 01	Charrua	17,02	14,80	2013	Térmica
Santa Fe 02	Charrua	16,83	37,00	2013	Térmica
Santa Fe 03	Charrua	16,14	56,45	2013	Térmica
Santa Fe 04	Charrua	10,76	130,00	2013	Térmica
Laja CMPC 01	Charrua	5	0,00	2013	Térmica
Laja CMPC 02	Charrua	10	36,90	2013	Térmica
Laja CMPC 03	Charrua	10	131,90	2013	Térmica

Santa Maria	Charrua	342	41,39	2013	Térmica
Bocamina 02	Hualpen	322,49	40,13	2013	Térmica
Laja	Charrua	7	0,00	2013	Térmica
Masisa	Charrua	11,1	41,13	2013	Térmica
Escuadron	Hualpen	12,4534	47,20	2013	Térmica
Petropower	Hualpen	54,2	3,90	2013	Térmica
Newen	Hualpen	13,07	365,44	2013	Térmica
Bocamina	Hualpen	122,2	42,60	2013	Térmica
Coronel TG Diesel	Hualpen	46,7	258,72	2013	Térmica
Arauco 01	Hualpen	10	40,00	2013	Térmica
Arauco 02	Hualpen	10	70,00	2013	Térmica
Arauco 03	Hualpen	4	100,00	2013	Térmica
Horcones TG Diesel	Hualpen	24,3	383,42	2013	Térmica
Lautaro 01	Temuco	13,5	45,52	2013	Térmica
Lautaro 02	Temuco	12,5	58,53	2013	Térmica
valdivia 01	Ciruelos	11	0,00	2013	Térmica
valdivia 02	Ciruelos	21	18,00	2013	Térmica
valdivia 03	Ciruelos	6	105,39	2013	Térmica
valdivia 04	Ciruelos	23	223,86	2013	Térmica
Antihue TG 01	Valdivia	51,6	248,90	2013	Térmica
Antihue TG 02	Valdivia	50,9	248,90	2013	Térmica
Calle-Calle	Valdivia	13	268,56	2013	Térmica
Chuyaca	Barro Blanco	10,5	284,34	2013	Térmica
Degañ	Puerto Montt	36	328,26	2013	Térmica
Quellon 02	Puerto Montt	6	302,40	2013	Térmica
Trapen	Puerto Montt	81	269,93	2013	Térmica
Chiloé	Puerto Montt	9	356,35	2013	Térmica
Talinay Oriente	Los Vilos	90	7,70	2013	Eólica
Negrete Cuel	Charrua	33	7,70	2013	Eólica
Llano de Llampos FV	Cardones	100	7,70	2013	Solar
San Andres FV	Carrera Pinto	50	7,70	2013	Solar
Los Cururos	Los Vilos	110	7,70	2013	Eólica
Lautaro 2	Temuco	22	0,00	2013	Térmica

El Arrayán	Pan de Azúcar	115	7,70	2013	Eólica
Punta Palmeras	Los Vilos	75	7,70	2015	Eólica
Guacolda 05	Maitencillo	152	40,09	2016	Térmica
Eolica IV Region 03	Los Vilos	50	7,70	2019	Eólica
Central Des.For. VIII Region 03	Hualpen	9	25,00	2013	Térmica
Central Des.For. VIII Region 02	Hualpen	8	25,00	2013	Térmica
Central Des.For. VII Region 04	Itahue	15	25,00	2013	Térmica
Central Des.For. VII Region 03	Itahue	10	25,00	2020	Térmica
Eolica Concepcion 02	Hualpen	50	7,70	2019	Eólica
Eolica IV Region 06	Los Vilos	50	7,70	2013	Eólica
Eolica IV Region 04	Los Vilos	50	7,70	2020	Eólica
Eolica Concepcion 04	Hualpen	50	7,70	2022	Eólica
Carbón V Region 01	Nogales	200	41,86	2013	Térmica
Carbón V Region 02	Nogales	250	41,86	2013	Térmica
Eolica IV Region 07	Los Vilos	50	7,70	2013	Eólica
Eolica IV Region 01	Pan de Azucar	50	7,70	2016	Eólica
Eolica Concepcion 05	Hualpen	50	7,70	2016	Eólica
Geotermica San Gregorio 01	Temuco	9,4	2,00	2016	Térmica
Geotermica Santa Antonia	Charrua	40	2,00	2016	Térmica
Geotermica Santa Sonia	Itahue	40	2,00	2016	Térmica
Geotermica Tinguiririca 01	Itahue	40	2,00	2016	Térmica
Eolica Concepcion 01	Hualpen	50	7,70	2017	Eólica
Geotermica Calabozo 01	Ancoa	40	2,00	2018	Térmica
Geotermica	Colbún	40	2,00	2019	Térmica

Potreros 01					
Carbón Pan de Azucar 03	Pan de Azucar	200	41,86	2017	Térmica
Geotermica Chillan 01	Charrua	40	2,00	2016	Térmica
Geotermica Laguna del Maule 01	Colbun	25	2,00	2017	Térmica
Central Des.For. VIII Region 01	Hualpen	9	25,00	2017	Térmica
Central Des.For. VIII Region 04	Hualpen	8	25,00	2017	Térmica
Eolica IV Region 08	Pan de Azucar	50	7,70	2017	Eólica
Carbón Pan de Azucar 01	Pan de Azucar	250	41,86	2020	Térmica
Carbón Pan de Azucar 02	Pan de Azucar	200	41,86	2018	Térmica
Eolica IV Region 02	Pan de Azucar	50	7,70	2018	Eólica
Geotermica Calabozo 02	Ancoa	40	2,00	2021	Térmica
Carbón VIII Region 01	Charrúa	343	39,38	2019	Térmica
Carbón Maitencillo 03	Maitencillo	342	42,47	2022	Térmica
Geotermica San Gregorio 02	Temuco	70	2,00	2018	Térmica
Geotermica Tinguiririca 02	Itahue	40	2,00	2018	Térmica
Central Des.For. VII Region 01	Itahue	15	25,00	2019	Térmica
Central Des.For. VII Region 02	Itahue	10	25,00	2019	Térmica
Geotermica Pellado	Ancoa	25	2,00	2018	Térmica
Geotermica Potrerillos 03	Colbun	40	2,00	2018	Térmica
Geotermica Calabozo 04	Ancoa	40	2,00	2018	Térmica
Carbón Puerto Montt 01	Puerto Montt	250	41,86	2019	Térmica
Eolica Concepcion 06	Hualpen	50	7,70	2019	Eólica
Carbón	Maitencillo	342	42,47	2021	Térmica

Maitencillo 02					
Geotermica Laguna del Maule 02	Colbun	25	2,00	2019	Térmica
Eolica IV Region 05	Pan de Azúcar	50	7,70	2020	Eólica
Geotermica Calabozo 03	Ancoa	40	2,00	2022	Térmica
Geotermica Copahue	Charrua	40	2,00	2020	Térmica
Eolica IV Region 09	Pan de Azúcar	50	7,70	2021	Eólica
Geotermica Potrerillos 02	Colbún	40	2,00	2023	Térmica
Eolica Concepcion 03	Hualpen	50	7,70	2021	Eólica
Carbón Cardones 01	Cardones	342	42,47	2016	Térmica
Charrua CC I	Charrua	575	68,81	2020	Térmica
Maitencillo CC I	Maitencillo	575	68,81	2113	Térmica
Cardones CC I	Cardones	575	68,81	2113	Térmica
Abanico	Charrua	136	93,05	2013	Embalse
Rucue	Charrua	169	93,05	2013	Embalse
Isla	Itahue	68	93,05	2013	Embalse
Curillinque	Itahue	89	93,05	2013	Embalse
Loma Alta	Itahue	38	93,05	2013	Embalse
San Ignacio	Itahue	37	93,05	2013	Embalse
Quilleco	Charrua	70	93,05	2013	Embalse
Palmucho	Charrua	32	93,05	2013	Embalse
Chiburgo	Colbun	19,4	93,05	2013	Embalse
Ojos de Agua	Itahue	9	93,05	2013	Embalse
Angostura	Charrua	316	93,05	2013	Embalse
Los Molles	Pan de Azucar	19	0	2013	Pasada
Sauce Andes	Lampa	0,5	0	2013	Pasada
Hornitos	Lampa	55	0	2013	Pasada
Juncal	Polpaico	32	0	2013	Pasada
Blanco	Polpaico	57	0	2013	Pasada
Chacabuquito	Pan de Azucar	25	0	2013	Pasada
Los Quilos	Polpaico	40	0	2013	Pasada
Alfalfal	Alto Jahuel	196	0	2013	Pasada
Florida	Alto Jahuel	28	0	2013	Pasada

Maitenes	Alto Jahuel	30,8	0	2013	Pasada
Volcan	Alto Jahuel	63	0	2013	Pasada
Puntilla	Alto Jahuel	22,13	0	2013	Pasada
Eyzaguirre	Alto Jahuel	2	0	2013	Pasada
Los Morros	Cerro Navia	1,63	0	2013	Pasada
Sauzal	Alto Jahuel	90	0	2013	Pasada
Coya-Pangal	Alto Jahuel	10,8	0	2013	Pasada
Pullinque	Valdivia	48,6	0	2013	Pasada
Pilmaiquen	Barro Blanco	35	0	2013	Pasada
Capullo	Barro Blanco	10	0	2013	Pasada
Peuchen	Charrua	77	0	2013	Pasada
Mampil	Charrua	49	0	2013	Pasada
Puclaro	Pan de Azucar	5,6	0	2013	Pasada
Lircay	Itahue	19	0	2013	Pasada
El Manzano	Temuco	4,85	0	2013	Pasada
Lican	Barro Blanco	17	0	2013	Pasada
Guayacan	Alto Jahuel	12	0	2013	Pasada
Rio Trueno	Temuco	5,8	0	2013	Pasada
Mariposas	Itahue	6	0	2013	Pasada
San Clemente	Colbun	5,4	0	2013	Pasada
La Paloma	Pan de Azucar	4,5	0	2013	Pasada
La Higuera	Alto Jahuel	153	0	2013	Pasada
Confluencia	Alto Jahuel	159	0	2013	Pasada
Chacayes	Alto Jahuel	106	0	2013	Pasada
Rucatayo	Barro Blanco	60	0	2013	Pasada
Providencia	Itahue	13	0	2013	Pasada
CH Nalcas	Barro Blanco	8	0	2013	Pasada
Mallarauco	Melipilla	3,4	0	2013	Pasada
Dongo	Puerto Montt	6	0	2013	Pasada
La Arena	Puerto Montt	3	0	2013	Pasada
Carena	Cerro Navia	8,5	0	2013	Pasada
CH Callao	Barro Blanco	3	0	2013	Pasada
CH Bonito	Barro	12	0	2013	Pasada

	Blanco				
Las Vertientes	Cerro Navia	1,66	0	2013	Pasada
El Llano	Cerro Navia	19	0	2013	Pasada
Muchi	Valdivia	1	0	2013	Pasada
Laja I	Temuco	36,8	0	2013	Pasada
San Andres	Alto Jahuel	40	0	2013	Pasada
Pulelfu	Barro Blanco	9,4	0	2013	Pasada
Los Hierros	Ancoa	25,1	0	2013	Pasada
El Paso	Alto Jahuel	60	0	2013	Pasada
Itata	Charrua	20	0	2013	Pasada
San Pedro	Ciruelos	144	0	2018	Pasada
Picoiquen	Charrua	19	0	2015	Pasada
Los Hierros 02	Ancoa	6	0	2015	Pasada
Portillo	Alto Jahuel	60	0	2013	Pasada
CH Rio Huasco	Maitencillo	4,3	0	2013	Pasada
Rio Colorado	Ancoa	15	0	2015	Pasada
Alfalfal 02	Alto Jahuel	264	0	2018	Pasada
Las Lajas	Alto Jahuel	267	0	2018	Pasada
Hidroeléctrica X Región 01	Barro Blanco	15	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica X Región 03	Puerto Montt	7	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 01	Ancoa	136	0	2019	Pasada
Hidroeléctrica VII Región 04	Ancoa	150	0	2015	Pasada
Hidroeléctrica VII Región 01	Ancoa	30	0	2016	Pasada
Hidroeléctrica VI Región 04	Alto Jahuel	282	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VI Región 06	Alto Jahuel	57	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VI Región 07	Alto Jahuel	52	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VI Región 08	Alto Jahuel	49	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 03	Charrua	20	0	2021	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 05	Charrua	20	0	2013	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 04	Charrua	20	0	2013	Pasada

Hidroeléctrica VII Región 03	Ancoa	20	0	2022	Pasada
Neltume	Valdivia	473	0	2015	Pasada
Hidroeléctrica VIII Región 02	Charrua	20	0	2016	Pasada
Hidroeléctrica VII Región 02	Ancoa	20	0	2020	Pasada
Hidroeléctrica XIV Región 02	Valdivia	139	0	2018	Pasada
Hidroeléctrica VI Región 05	Alto Jahuel	94	0	2018	Pasada
Módulo 01	Lo Aguirre	660	0	2022	Pasada
Módulo 02	Lo Aguirre	500	0	2024	Pasada
Módulo 03	Lo Aguirre	460	0	2025	Pasada
Módulo 04	Lo Aguirre	770	0	2024	Pasada
Módulo 05	Lo Aguirre	360	0	2024	Pasada
Hidroeléctrica IV Región 01	Pan de Azucar	4,3	0	2013	Pasada
El Toro	Charrua	367,61	93,05	2013	Embalse
Rapel	Rapel	350,00	93,05	2013	Embalse
Canutillar	Puerto Montt	169,00	93,05	2013	Embalse
Cipreses	Itahue	105,00	93,05	2013	Embalse
Colbun	Colbun	375,77	93,05	2013	Embalse
Los Condores	Ancoa	150,00	93,05	2013	Embalse
Ralco	Charrua	539,15	93,05	2013	Embalse
Pehuenche	Ancoa	457,46	93,05	2013	Embalse
Machicura	Colbun	97,00	93,05	2013	Embalse
Pangué	Charrua	472,00	93,05	2013	Embalse
Antuco	Charrua	320,00	93,05	2013	Embalse

(Fuente: Elaboración propia en base a la información de la CNE y CDEC-SIC)

ANEXO B: NODOS DEL SISTEMA

NODO	Nombre
1	Diego de Almagro
2	Carrera Pinto
3	Cardones
4	Maitencillo
5	Pan de Azúcar
6	Los Vilos
7	Nogales
8	Quillota
9	Polpaico
10	Lampa
11	Cerro Navia
12	Chena
13	Candelaria
14	Colbún
15	Alto Jahuel
16	Melipilla
17	Rapel
18	Itahue
19	Ancoa
20	Charrua
21	Hualpén
22	Temuco
23	Ciruelos
24	Valdivia
25	Barro Blanco
26	Puerto Montt
27	Lo Aguirre

(Fuente: CNE)

ANEXO C: MATRIZ DE INCIDENCIA

NODOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(Fuente: Elaboración Propia)