



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

HERRAMIENTA PARA FACILITACIÓN DE EVALUACIÓN DE COSTOS DE
TRANSMISIÓN TRONCAL PARA PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ÁLVARO ANDRÉS SILVA ORTEGA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
EDUARDO PEREIRA BONVALLET

SANTIAGO DE CHILE
2015

Resumen

En los últimos años, la capacidad instalada de energías renovables en Chile ha crecido sostenidamente y cada vez más empresas están invirtiendo en estas tecnologías. Sin embargo, todavía existen barreras de entrada en varias etapas de estos proyectos y en particular en las etapas tempranas. Algunas de estas barreras están relacionadas con el acceso a información, como por ejemplo conocer la institucionalidad o tener una intuición de cuál será el comportamiento del sistema eléctrico en el presente y en el futuro.

En este contexto, el presente trabajo propone una herramienta de acceso público que contribuya a derribar barreras de entrada al mercado eléctrico chileno, en particular en lo referente a la operación futura del sistema de transmisión troncal. La herramienta propuesta tiene tres funciones principales: estimar peajes de transmisión troncal, mostrar información del pago de peajes por tramos para las empresas y centrales existentes y ofrecer un acceso vía internet a estos análisis.

Para lograr esta herramienta, se programó una rutina de cálculo de prorratas y peajes en DeepEdit (Plataforma de simulación del Centro de Energía), que como datos de entrada utiliza simulaciones de la operación de largo plazo mediante la herramienta PLP (Programación de Largo Plazo). La herramienta es validada a través de un caso ejemplo y utilizada para el estudio de peajes de transmisión troncal en el sistema nacional: permite calcular los peajes atribuibles a centrales existentes como asimismo una estimación asociada a futuros proyectos. Utilizando esta rutina se obtuvo resultados de costos de peajes de transmisión troncal en el SIC para dos casos: SIC interconectado con el SING mediante el tramo Mejillones - Cardones 500 y SIC sin interconexión.

Estos resultados son incorporados al sitio web www.peajeselectricos.com de acceso público especialmente creado para este fin. El sitio web consta un estimador de peajes y un explorador de peajes. El primero permite hacer estimaciones de costo de peajes de transmisión troncal para una central de cualquier tecnología en cualquier barra del sistema y el segundo permite ver estimaciones de pago de peajes de transmisión troncal para generadores y empresas en el SIC.

Utilizando el sitio web, con el fin de mostrar uno de los posibles usos del estimador de peajes, se analiza el costo que tendría que pagar una central fotovoltaica de $25MW$ en las barras Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220, obteniéndose que para esta central el costo de transmisión troncal sería un 66 % más caro en la barra Diego de Almagro 220 para el caso con interconexión, y un 63 % en el caso sin interconexión.

Este tipo de resultados del estimador de peajes, usado en conjunto con el explorador de peajes, permite disponer de una idea bastante clara del comportamiento del pago de peajes en el SIC. Estos resultados pueden ser incluidos en estudios de prefactibilidad de proyectos de generación en el SIC, lo que se espera sea un aporte a derribar barreras de entrada a nuevos actores al sistema eléctrico.

Como trabajo futuro se recomienda expandir las funcionalidades de la herramienta, tanto a nivel de los casos de estudio como en la precisión de las estimaciones de peajes.

*"He who wants the world
to remain as it is
doesn't want it
to remain at all"
- Erich Fried*

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todas las personas que de alguna u otra manera han sido parte de mi vida universitaria, especialmente a:

Mis padres, por su incondicional apoyo en todos los proyectos e ideas que he tenido en mi vida y por siempre alentarme a hacer lo que me gusta y lo que disfruto. Agradezco su apoyo en cosas cotidianas que me han aliviado la carga en este proceso y además el enorme esfuerzo con el que trabajan día a día para mantener nuestra hermosa familia.

Mis hermanas, porque ha sido un privilegio crecer junto a ustedes y compartir tantos momentos lindos.

El Comité Central, gente de Eolian 2, especialmente al grupo de celdas, a los participantes del Hult Prize, a Prende Beauchef y a los integrantes de la escuela de surf Larry King. Todos ustedes han hecho que mi experiencia universitaria haya sido mucho más llevadera y enriquecedora.

Los pipas por acompañarme con su amistad desde el colegio.

Y a Maria Helena, que con su amor y compañía hizo que los meses de duro trabajo y estrés parecieran más fáciles.

Además me gustaría agradecer profundamente a todas las personas que me ayudaron a realizar este trabajo con los consejos y conocimientos que me compartieron. En especial a:

Anibal Ramos por su tiempo y ayuda en consultas relacionadas con el pago de peajes.

Eduardo Pereira por su ayuda con PLP.

Frank Leañez por su ayuda con DeepEdit.

Finalmente a Rodrigo Palma por apoyar la idea de realizar este trabajo.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estructura del trabajo	3
2. Estado del arte	4
2.1. Sector eléctrico chileno	4
2.1.1. Generalidades del sector eléctrico chileno	4
2.1.2. Rol del estado	5
2.1.3. Mercado eléctrico chileno	6
2.2. Sector de transmisión	7
2.2.1. Pago del sistema de transmisión troncal	7
2.2.2. Informe de cálculo de peajes del CDEC-SIC	8
2.2.3. Cálculo de GGDF	11
2.2.4. Cálculo de peajes	12
2.3. Coordinación hidrotérmica	14
2.3.1. Resolución del problema de coordinación hidrotérmica	15
2.3.2. PLP: Herramienta computacional utilizada en la coordinación hidro- térmica del sistema	17
2.4. Sistema Interconectado Central SIC	19
2.4.1. Parque Generador	20
2.4.2. Embalses	21
2.4.3. Demanda	23
2.4.4. Sistema de transmisión	24
2.5. Experiencia en herramientas de apoyo a la toma de decisiones	28
2.5.1. Herramientas chilenas de apoyo a la toma de decisiones	28
2.5.2. Portales, newsletters y boletines del sector eléctrico chileno	30
2.5.3. Herramientas y reportes peruanos de apoyo a la toma de decisiones	32
2.5.4. Herramientas, reportes e indicadores colombianos de apoyo a la toma de decisiones	34
2.6. Plataforma web y experiencia de usuario	36
2.6.1. Arquitectura de capas en desarrollo web	36
2.6.2. Experiencia de usuario	37
3. Metodología	38
3.1. Propuesta general	38

3.2.	Modelos	39
3.3.	Metodología de cálculo	40
3.3.1.	Rutina de cálculo de prorratas y de peajes	40
3.3.2.	Estimación de peajes de transmisión troncal en sitio web	42
3.4.	Validación de la metodología	43
3.5.	Casos de estudio	47
3.6.	Bases de cálculo	47
3.6.1.	Potencia central solar	47
3.6.2.	Información del sistema eléctrico	47
4.	Resultados y análisis	56
4.1.	Factores	56
4.2.	Costo total del periodo	58
4.3.	Costo por componente	60
4.4.	Uso de resultados	62
5.	Implementación y uso de plataforma web	63
5.1.	Contenido	63
5.2.	Implementación	64
5.2.1.	Lógica del sitio	64
5.2.2.	Estimador	64
5.2.3.	Explorador	64
5.2.4.	Base de datos	65
5.3.	Uso de página web	66
5.3.1.	Página de bienvenida	66
5.3.2.	Estimador de peajes	67
5.3.3.	Explorador de peajes	71
6.	Conclusiones y trabajo futuro	77
6.1.	Conclusiones	77
6.2.	Trabajo futuro	79
	Bibliografía	79
	Anexo	84
6.3.	Tablas	85
6.3.1.	Potencia de central solar	85
6.3.2.	Valor anual de los sistemas troncales	85
6.4.	Manual para construcción de casos para el sitio	99
6.4.1.	Corrida PLP y esquemático en DeepEdit	99
6.4.2.	Construcción del VATT	101
6.4.3.	Llenado de TPDB_v3.3	102
6.4.4.	Cálculo de peajes en DeepEdit	105
6.4.5.	Subir archivos .csv a base de datos	106

Índice de tablas

2.1. Embalses del SIC con su volumen de regulación (vol. de reg.), energía equivalente, centrales y potencia asociada y convenios de riego vigentes. CL = Cuenca del Laja y CM = Cuenca del Maule	22
3.1. Impedancia y área de líneas	44
3.2. Potencia instalada y fp de cada central	44
3.4. Demanda del sistema	44
3.5. Matriz de admitancia del ejemplo	44
3.3. CCEP, porcentaje de potencia no generada por MGNC y fpu del ejemplo . .	45
3.6. Matriz de GSDF	45
3.7. Bloques	45
3.8. Potencia generada por bloque	45
3.9. Flujo por líneas	46
3.10. Parametros usados para la estimacion	46
3.11. Potencia inyectada por bloque	46
3.12. Resultados	46
3.13. Demanda SIC, SING y total sistemas	49
3.17. Stock de embalses	49
3.14. Tasa de crecimiento de demanda para SIC y SING	50
3.15. Obras de generación en construcción SIC	51
3.16. Plan indicativo de obras de generación SIC	52
3.18. Obras de transmisión en construcción (líneas)	53
3.19. Obras de transmisión en construcción (subestaciones)	54
3.20. Recurso disponible para centrales eólicas y solares	55
4.1. Costo total de peajes en miles de US\$ por año	60
4.2. Costo de peajes en miles de dólares por componente para barras y casos . . .	60
4.3. Porcentaje del costo total de cada componente para barras y casos	61
6.1. Potencia esperada (en MW) por bloque en barra Diego de Almagro 220 para el periodo 2016 - 2024	86
6.2. Potencia esperada (en MW) por bloque en barra Pan de Azucar 220 para el periodo 2016 - 2024	87
6.3. Valor de tramos parte 1	88
6.4. Valor de tramos parte 2	89
6.5. Valor de tramos parte 3	90
6.6. Valor de tramos parte 4	91

6.7. Valor de tramos parte 5	92
6.8. Valor de tramos parte 6	93
6.9. Valor de tramos parte 7	94
6.10. Valor de tramos parte 8	95
6.11. Valor de tramos parte 9	96
6.12. Valor de tramos parte 10	97
6.13. Valor de tramos parte 11	98

Índice de figuras

2.1. Institucionalidad chilena [1]	6
2.2. Problema de la coordinación hidrotérmica. Elaboración propia en base a [2] .	14
2.3. FCI y FCF [2]	15
2.4. FCI y FCFE [2]	15
2.5. Porcentaje de potencia instalada por sistema	19
2.6. Potencia por tipo de tecnología	20
2.7. Potencia por empresa	20
2.8. Cota Lago Laja	21
2.9. Cota Laguna del Maule	21
2.10. Demanda neta anual años 1985-2014 [3]	23
2.11. Energía generada por tecnología año 2013	23
2.12. Zona Diego de Almagro - Polpaico del SIC	25
2.13. Zona Polpaico - Ancoa del SIC	26
2.14. Zona Ancoa - Puerto Montt del SIC	27
2.15. Arquitectura de tres capas [4]	36
2.16. Panal de experiencia de usuario (UX Honeycomb) [5]	37
3.1. Propuesta general	39
3.2. Diagrama unilineal del ejemplo	43
3.3. Potencia esperada en MW por bloque en barras Pan de Azúcar 220 y Diego de Almagro 220 para el periodo 2016 - 2024	48
4.1. Factor TBB por bloque para la barra de Diego de Almagro	57
4.2. Factor TBB por bloque para la barra de Pan de Azúcar	57
4.3. Suma de pagos exentos a todos los tramos por bloque	58
4.4. Costo total de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025	59
4.5. Costo de peajes por componentes para barras y casos	61
4.6. Costo P1 de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025	62
4.7. Costo P3 de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025	62
5.1. Página de bienvenida	66
5.2. Menú del sitio	67
5.3. Bienvenida del Estimador de peajes	67
5.4. Paso 1: Subir archivo de potencias	68
5.5. Elegir potencia de la central	68
5.6. Paso 2: Seleccionar un caso	69
5.7. Seleccionar una barra	69

5.8. Resultado de estimación	70
5.9. Bienvenida del explorador de peajes	71
5.10. Pasos a seguir para utilizar el explorador de peajes	72
5.11. Secciones disponibles en el explorador de peajes	72
5.12. Opciones de sección 1 del explorador de peajes	73
5.13. Resultados de la sección 1 del explorador de peajes	73
5.14. Opciones de sección 2 del explorador de peajes	74
5.15. Resultados de la sección 2 del explorador de peajes	75
5.16. Opciones de sección 3 del explorador de peajes	76
5.17. Resultados de la sección 3 del explorador de peajes	76
6.1. Definición de generadores MGNC	100
6.2. Definición de áreas del sistema de transmisión troncal	100
6.3. Líneas de código en Netbeans utilizadas en el llenado de TPDBv_3.3	102
6.4. Menú utilizado para abrir base de datos en DeepEdit	103
6.5. Menú utilizado para correr el cálculo de peajes	103
6.6. Opciones del cálculo de peajes	104
6.7. Ventana para ingresar fecha de inicio de corrida de PLP	104

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los altos precios de la electricidad en los últimos años, en conjunto con el gran recurso renovable disponible en Chile, han tenido como consecuencia que las energías renovables, en especial la eólica y la solar, sean económicamente rentables en el mercado eléctrico chileno. Esto sumado a algunas leyes de fomento a este tipo de tecnologías, como la ley 20.257, han permitido que las energías renovables hayan logrado un gran desarrollo hasta la fecha y que muestren un futuro prometedor en nuestro país: Actualmente existen 3940 MW de proyectos ERNC aprobados ambientalmente en la II, III y IV región del país, de los cuales 1143 MW son solares y 2797 MW son eólicos [6].

Empresas tanto nacionales como de capital extranjero que se han establecido en Chile, han trabajado en estos proyectos y han aprovechado la oportunidad que ofrece este tipo de tecnologías en el mercado eléctrico chileno, participando del negocio y además aportando a un desarrollo eléctrico más limpio y sustentable. Sin embargo, la cantidad de proyectos en desarrollo y construcción no es una señal de que entrar al mercado chileno esté libre de dificultades. En efecto, todavía existen barreras de entrada en varias de las etapas de estos proyectos y en particular en las etapas tempranas de éstos. Algunas de estas barreras de entrada son por ejemplo la dificultad que representa para un nuevo actor, especialmente extranjero, aprender sobre un mercado con reglas tan específicas y únicas como el mercado eléctrico chileno, no conocer la institucionalidad o no tener claras las sensibilidades especiales que se presentan en el modelo chileno y que pueden afectar la rentabilidad de los proyectos.

Ciertamente se debe trabajar para derribar estas barreras, ya que a la larga esto se traduce en que más empresas decidirán entrar al mercado, más proyectos terminarán construyéndose y por lo tanto habrá más competencia y el país contará con más energía limpia y renovable. En este sentido ha habido un esfuerzo por parte de entidades estatales para derribar barreras de entrada relacionadas con la información pública disponible, haciendo pública información y documentos guías que explican las distintas tecnologías ERNC, los pasos a seguir en este tipo de proyectos y otro tipo de ayudas para llevar a cabo proyectos de ERNC [7]. También se han construido servicios como el Explorador Solar [8] y el Explorador Eólico [9], que son

herramientas que permiten analizar el recurso renovable disponible en cualquier lugar del país y que son de gran utilidad a la hora de analizar proyectos de energía solar y eólica. Otra herramienta de mucha utilidad para desarrolladores de proyectos es el Visor de Mapas del Catálogo Nacional de Información Geoespacial [10], en el que se puede visualizar información georreferenciada de distintas categorías, como energía, geología, medio ambiente y conservación, minería, planificación, propiedad fiscal y otros por capas en un mapa. Ésta es una herramienta muy útil que puede ayudar en la toma de decisiones en etapas tempranas por ejemplo de proyectos de generación de energía.

Este tipo de herramientas son un gran aporte a derribar barreras de entrada a las ERNC, ya que facilitan el trabajo de los actores del sector en etapas tempranas de los proyectos, permiten ahorrar recursos y así poder enfocar esfuerzos de las empresas en otros problemas. En este contexto nace la idea de crear una herramienta que entregue información sobre los costos de peajes de transmisión troncal que debe pagar una empresa de energía solar, que pueda ser utilizada por desarrolladores de proyectos de generación de energía solar en etapas de prefactibilidad, de manera de que sume a las herramientas públicas ya existentes, permitiendo poder transparentar un poco más el funcionamiento del sector eléctrico y haciendo que la toma de decisiones en etapas tempranas de estos proyectos sea hecha cada vez con información de más fácil acceso.

Este trabajo pretende ser una primera etapa de una herramienta que en el futuro pueda ir agregando diferentes características y funciones de manera que se pueda ir extendiendo y completando para ser una herramienta lo más acabada posible que ayude en la toma de decisiones en etapas tempranas de proyectos de energía solar.

1.2. Objetivos

El objetivo general del presente trabajo es disponer de una herramienta de acceso público que permita hacer estimaciones de costos de transmisión troncal en el SIC para proyectos eléctricos de energía solar fotovoltaica y que a la vez entregue información relevante sobre costos de transmisión troncal a futuro para generadores en el sistema interconectado central.

La herramienta replicará los cálculos de peajes de transmisión troncal para generadoras hechos por el CDEC-SIC en su informe de cálculo de peajes y mostrará información sobre la distribución de pagos para cada tramo por empresa y generador, sobre el pago a futuro que realizará cada central y empresa del sistema y además permitirá estimar costos de transmisión troncal para proyectos de energía solar fotovoltaica en el SIC. Todos estos resultados se entregarán en una plataforma web de acceso público.

El fin de crear esta herramienta es poner a disposición del público información sobre el comportamiento futuro del sistema interconectado central, de manera que la herramienta pueda ser utilizada por personas para su conocimiento, por estudiantes para fines educativos y especialmente por desarrolladores de proyectos de generación energía solar en etapas de prefactibilidad, pudiendo ayudar en la toma de decisiones en etapas tempranas de estos proyectos y que a la vez pueda ayudar a transparentar el funcionamiento del sector.

Los objetivos específicos son:

- Conocer el estado del arte relacionado con el cálculo de peajes y plataformas informativas de mercados eléctricos
- Replicar los cálculos de peajes de transmisión troncal para generadoras hechos por el CDEC-SIC en su informe de cálculo de peajes
- Crear una plataforma web de acceso público que permita estimar costos de peajes de transmisión troncal en el SIC donde se pueda entregar la información calculada en este trabajo, de manera que esta permita dar una intuición sobre el pago de los tramos en el futuro y sobre el valor de los pagos que deberán realizar posibles centrales solares en el sistema interconectado central en cualquier barra del sistema
- Analizar los resultados de estimación de peajes para una central fotovoltaica en el SIC, tal como lo haría un usuario del sitio
- Ser un primer acercamiento a una plataforma de acceso público que entregue información relevante sobre el comportamiento del sistema eléctrico a futuro, que pueda ser utilizada en etapas de prefactibilidad en proyectos de energía

1.3. Estructura del trabajo

El presente trabajo de título se divide en 6 capítulos. El contenido de cada uno de éstos se resume a continuación:

En el capítulo 2 se hace una descripción de temas relevantes para el presente trabajo, como lo son el funcionamiento del sector eléctrico chileno, la composición del sistema interconectado central, la coordinación hidrotérmica de éste, el informe de peajes del CDEC-SIC, experiencias de herramientas de apoyo a la toma de decisiones en el sector eléctrico y buenas prácticas para lograr una buena experiencia de usuario el desarrollo de páginas web.

En el capítulo 3 se presenta la metodología propuesta, la validación de ésta, los casos de estudio y las bases de cálculo.

En el capítulo 4, se muestran los resultados de los casos estudio y se realiza un análisis de estos casos.

En el capítulo 5, se muestra el desarrollo, implementación y uso de la plataforma web creada.

Finalmente en el capítulo 6, se presenta las conclusiones y líneas propuestas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. Sector eléctrico chileno

2.1.1. Generalidades del sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno, como se le conoce hoy en día, tiene sus inicios en la publicación de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1982, que sentó las bases para la regulación actual y que inició el proceso de desintegración vertical y la privatización en el sector eléctrico.

En Chile, la regulación actual distingue tres actividades que componen el sector eléctrico: generación, transmisión y distribución, las que pertenecen en un 100 % a capitales privados, lo que significa que existen empresas privadas que se preocupan tanto de la inversión como la mantención de estos tres sectores. Estas actividades solían ser desarrolladas casi en su totalidad por el estado, pero luego de las privatizaciones, una de las condiciones puestas fue la desintegración vertical, que significa que estas actividades deben estar separadas y que un actor en una de las actividades no puede participar de las otras dos.

Cada una de las actividades que son reconocidas en la legislación tiene características especiales, que en resumen son las siguientes [1]:

- **La generación** es un mercado abierto y competitivo en la que los privados deciden qué, cuándo y dónde invertir.
- **La transmisión** es un monopolio natural, que se divide en transmisión troncal, sub-transmisión y adicional. La transmisión troncal tiene carácter de servicio público y es planificada centralizadamente y que en la parte de transmisión troncal es adjudicada a privados para su construcción via licitaciones, que por ley tienen asegurado una rentabilidad fija anual del 10 % sobre el valor de su inversión, operación y mantenimiento.
- **La distribución** es también un monopolio natural con carácter de servicio público. Privados invierten en el sector que se adjudican mediante concesiones y que cobran tarifas reguladas por sus servicios a sus clientes.

2.1.2. Rol del estado

En el sector eléctrico chileno, el Estado sólo tiene un rol como regulador, fiscalizador y planificador indicador en inversiones de generación y transmisión [11].

Hay varias instituciones del Estado y otras independientes de éste que juegan un rol en el funcionamiento del sector eléctrico de manera directa o indirecta, tal como se muestra en la figura 2.1 y se explica a continuación:

- **Ministerio de Energía**, cuyo objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía [12].
- **CNE**, que es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica [13].
- **SEC**, que es la agencia pública responsable de supervisar el mercado de la energía en Chile [14].
- **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)**, que es un organismo encargado de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico central y que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible [15].
- **Panel de Expertos**, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento [16].
- **Ministerio de Medio Ambiente**, que se encarga de las consideraciones ambientales de los proyectos y también de la aprobación ambiental de éstos.
- **Dirección General de Aguas (DGA)**, que otorga los derechos de agua, y
- **Otras instituciones como la Super Intendencia de Valores y Seguros (SVS) y el Tribunal de la TLC** que se preocupan de que no hayan actitudes antimonopólicas o que afecten a la libre competencia de este mercado.

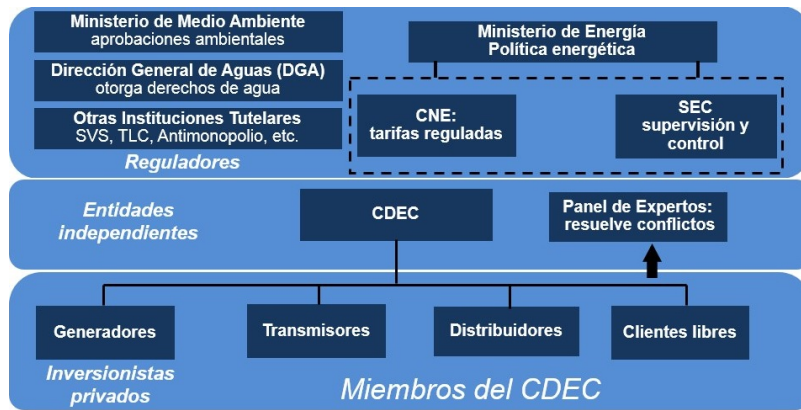


Figura 2.1: Institucionalidad chilena [1]

2.1.3. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno es un sistema de pool o sistema mancomunado, con costos auditados y de participación obligatoria, en la que los generadores y consumidores no pueden realizar transacciones directas de energía, pero que pueden firmar contratos bilaterales financieros.

En los sistemas interconectados chilenos existe una entidad llamada CDEC, que cumple las funciones de operador del sistema y de operador de mercado. Para cumplir estas funciones, el CDEC realiza un despacho centralizado de las unidades generadoras, planificando la operación diaria de manera que ésta se realice a mínimo costo. De esta operación se obtiene el precio de la energía, llamado precio spot, que es el precio al que se tranza la energía en el mercado spot. Además de establecer el precio de la energía, el mercado eléctrico provee un esquema para la tarificación de la transmisión y también un conjunto de Servicios Complementarios que permiten tener una operación factible y segura del sistema [2].

2.2. Sector de transmisión

El sector de la transmisión en Chile está dividido en tres: transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional.

Las instalaciones que pertenecen al sistema de transmisión troncal son instalaciones económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento del 100 % de la demanda bajo diferentes escenarios de disponibilidad de generación considerando exigencias de calidad y seguridad de servicio y que deben cumplir las siguientes condiciones [17]:

- Que muestren variabilidad en magnitud y dirección de los flujos de potencia para una misma configuración de demanda y distintos escenarios de generación.
- Tensión mayor o igual a 220 kV.
- Que el flujo no esté determinado por el consumo de un cliente o de un grupo pequeño de consumidores, o a la producción de una central o grupo reducido de centrales generadoras.

Cada cuatro años, la CNE realiza un estudio de expansión del sistema de transmisión troncal, en el que se analiza qué líneas existentes deben formar parte del sistema de transmisión troncal y qué nuevas instalaciones deben licitarse y construirse para lograr un crecimiento planificado y estructurado acorde a las necesidades energéticas del país [18].

2.2.1. Pago del sistema de transmisión troncal

El sector de la transmisión troncal es un sector regulado que asegura ingresos a las empresas que construyen las instalaciones, los que para cada tramo están constituidos por el valor anual de la transmisión por tramo (VATT), que se calcula sobre la base de la anualidad del valor de la inversión (AVI), más los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) del periodo. [19].

El sistema marginalista asegura una parte del pago, debido a la diferencia de la valorización a costo marginal de inyecciones y retiros. Esta parte se llama ingreso tarifario (IT), pero generalmente no es suficiente para pagar la totalidad del VATT, por lo que la diferencia se paga mediante peajes de transmisión troncal, cumpliéndose que

$$Peajes + IT = VATT \quad (2.1)$$

Los peajes son pagados por las empresas eléctricas que inyectan y retiran potencia y energía del sistema. Para distribuir el pago de los peajes se delimitan dos zonas en el sistema de transmisión troncal: La primera zona es el área de influencia común (AIC) y la segunda es la zona fuera de esta área.

El AIC se define cada 4 años en el estudio de transmisión troncal y es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren simultáneamente

las siguientes características [17]:

- Entre dichos nudos se totaliza al menos el 75 % de la inyección total de energía del sistema
- Entre dichos nudos se totaliza al menos un 75 % de la demanda total del sistema, y
- La densidad de la utilización, es decir, el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del valor de inversión (VI) de las instalaciones del área de influencia común respecto del VI del total de instalaciones sea máxima.

En los tramos que se encuentran dentro del AIC, los peajes deben ser pagados en un 80 % por las empresas eléctricas que inyectan y en un 20 % por las empresas que retiran. En los tramos que no se encuentran en el AIC, si el flujo va hacia el AIC, el peaje se paga en un 100 % por quién inyecte aguas arriba y si por el contrario, el flujo viene desde el AIC, el peaje lo paga en un 100 % quién retira aguas abajo.

Para definir el monto que deberá pagar cada empresa que inyecte o retire energía del sistema, se hace un prorrateo a uso esperado de las líneas, mediante el cálculo de factores GGDF y GLDF, que definen cómo afecta la participación de la inyección de un generador en el flujo de un tramo determinado. Anualmente el CDEC realiza un informe en el que se realiza este estudio y se calculan los peajes del sistema troncal. El alcance y desarrollo de este informe se explica a continuación.

Como en el informe de cálculo de peajes, se calcula los peajes a uso esperado del sistema de transmisión, el IT esperado calculado nunca es igual al IT real que resulta del uso de las líneas, por lo que la suma de los peajes más el IT esperado no es igual al VATT. Es por esto que cada mes el CDEC debe calcular reliquidaciones tomando en cuenta el uso que se hizo de las líneas y el cálculo del uso esperado, de manera que se recaude la totalidad del VATT y se pueda pagar el 100 % de las líneas.

2.2.2. Informe de cálculo de peajes del CDEC-SIC

El artículo 102° del DFL 4 de 2006 establece que cada año el CDEC es el encargado de calcular los cargos únicos, los peajes por inyección y los peajes por retiros por el sistema de transmisión troncal, así como las posibles reliquidaciones a las que hubiese lugar. De esta manera el CDEC calcula el pago que deben hacer las empresas que utilizan la red eléctrica a las empresas propietarias u operadoras de éstas. Estos cálculos son realizados e informados por la Dirección de Peajes del CDEC cada año en su Informe de Cálculo de Peajes de Transmisión Troncal.

Uno de los objetivos del presente trabajo es hacer un cálculo de peajes de transmisión troncal para empresas de generación de tecnología solar en el SIC, por lo que se replicará las simulaciones hechas en el informe de Cálculo de Peajes que realiza el CDEC-SIC.

Metodología del informe de cálculo de peajes del CEDC-SIC

Para realizar el informe correspondiente a su sistema y calcular los peajes de transmisión troncal, el CEDC-SIC tiene una metodología clara que se explica a continuación [20]:

1. Obtener el VATT de cada tramo del sistema de transmisión troncal informado en el Decreto 61, de acuerdo a la definición de tramos contenida en éste.
2. Calcular los ingresos tarifarios esperados por tramo y por año. En este punto se utiliza el modelo PLP para determinar los valores de costos marginales esperados.
3. Calcular el peaje anual por tramo, que corresponde a la diferencia entre el VATT y el ingreso tarifario esperado.
4. Determinar los consumos por barra y por suministrador en base a la información histórica de facturación e información entregada por usuarios finales del SIC.
5. Determinar generaciones por central para cada escenario simulado por el modelo PLP con un horizonte de planificación de 10 años.
6. Calcular GGDF y GLDF para cada escenario mediante un modelo de participación de flujos.
7. Determinar flujos de potencia para cada tramo del sistema troncal para cada uno de los escenarios simulados.
8. Determinar participación de energía de cada una de las centrales y de cada uno de sus consumos del sistema para cada tramo del sistema de transmisión troncal, considerando una participación nula si su GGDF o GLDF tiene un sentido diferente al del flujo resultante para cada escenario.
9. Para el área de influencia común, proratear el 20 % del valor del peaje entre los consumos y el 80 % entre los generadores.
10. Fuera del área de influencia común, para el caso de los retiros, se consideran el número de casos en que el sentido del flujo viene del área de influencia común y en el caso de las inyecciones el número de casos en que el sentido del flujo va hacia el área de influencia común. La participación para los retiros e inyecciones se obtiene de la relación entre el número de casos que corresponda y el total.
11. Para cada generador se calcula el pago de peaje de inyección como un equivalente a la suma de los pagos que le corresponde en el financiamiento de los tramos dentro y fuera del área de influencia común según las participaciones determinadas en el punto 8.
12. Calcular la exención de pago de generadores de fuentes no convencionales (MGNC) según el artículo 79° de la ley, que establece que los peajes pagados por éstos serán ponderados por un factor proporcional fp . Si el excedente de potencia edp es menor a 9 MW, el fp será igual a 0 y si el edp es mayor a 9 MW el fp será igual a $(edp - 9MW)/11MW$.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes, entendida como la suma de los edp de cada una de estas centrales, multiplicados por $(1 - fp)$ excede el 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, dichas centrales deben pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

13. Las empresas que retiran energía, por cada unidad de energía pagan un peaje unitario de retiro que se establece por barra de retiro y que es equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos dentro y fuera del área de influencia común, considerando las participaciones determinadas en 8, dividido por la energía total retirada en esa barra. Este cálculo también se realiza para las barras donde no existen retiros asociados, para lo que se consideran las participaciones de los retiros aguas debajo de dichas barras.

Características de la simulación

Para llevar a cabo los cálculos que son necesarios, el CDEC-SIC utiliza dos programas: PLP y un modelo de participación de flujos.

Las simulaciones en el programa PLP se corren con las siguientes características:

- La simulación se hace con un horizonte de planificación de 10 años.
- El sistema de transmisión simulado es el de líneas con nivel de transporte con tensión mayor a 23 kV.
- Las bases de cálculo utilizadas son las mismas del Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre del año anterior al del informe.
- La demanda utilizada es la proyectada en el Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre del año anterior al del informe. Para los primeros 4 años se utiliza 3 bloques semanales y para los siguientes años se utilizan bloques mensuales. La distribución de estos bloques se obtiene a partir de un flujo DC que utiliza como carga la información de facturación mensual de energía.
- En el Informe de Cálculo de Peajes de Transmisión Troncal del 2014 se modeló la generación eólica y solar a partir de perfiles de potencia disponible en las bases del Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre de 2013. En el caso de la energía solar esto se complementó con pronósticos de energía entregados por las empresas propietarias, distribuyendo su energía en bloques de demanda alta y media, debido a que los bloques de demanda baja corresponden principalmente a horas de la noche.

El modelo de participación de flujos utilizado toma como datos de entrada los resultados de la simulación hecha con PLP como los flujos por las líneas, demandas y costos marginales, con lo que calcula los factores GGDF y GLDF que se utilizan para determinar la participación de cada generador y retiro en el uso de las líneas.

2.2.3. Cálculo de GGDF

Para calcular los GGDF utilizados en el cálculo de peajes, primero es necesario calcular los factores $GSDF$ o $A_{l \rightarrow k, g}$, que se definen para una cierta topología del sistema y que se calculan de la siguiente manera:

$$A_{l \rightarrow k, g} = \frac{X_{lg} - X_{kg}}{X_{l \rightarrow k}} \quad (2.2)$$

donde X_{lg} y X_{kg} son componentes de la matriz de reactancias del sistema y $X_{l \rightarrow k}$ es la reactancia del tramo $l \rightarrow k$.

Una vez calculados los $GSDF$, es posible obtener la participación $D_{l \rightarrow k, g}$ o $GGDF$ de una barra m en el flujo $P_{l \rightarrow k}$ del tramo j para una condición de operación determinada. Primero se calcula el GGDF para la barra de referencia R :

$$D_{l \rightarrow k, R} = \frac{P_{l \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{l \rightarrow k, g} G_p}{\sum_q G_q} \quad (2.3)$$

Con la participación de la barra de referencia R y los $GSDF$, se puede calcular los GGDF correspondientes a las otras barras:

$$D_{l \rightarrow k, g} = A_{l \rightarrow k, g} + D_{l \rightarrow k, R} \quad (2.4)$$

De esta manera, el flujo $P_{l \rightarrow k}$ del tramo $l \rightarrow k$ se puede escribir en función de las participaciones de cada barra del sistema:

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_g D_{l \rightarrow k, g} G_g \quad (2.5)$$

Una de las características de los $GGDF$ es que pueden ser negativos o positivos, lo que significa que la potencia inyectada en una barra puede cargar o aliviar un tramo y por lo tanto un generador que inyecta en esta barra puede pagar o recibir dinero. Cuando los factores pueden ser negativos, se suele llamarle $GGDFC$ o factores con counterflow. En el caso chileno no se consideran participaciones negativas, por lo que una vez calculados los $GGDF$, debe aplicarse la siguiente función:

$$D_{l \rightarrow k, g} = \begin{cases} D_{l \rightarrow k} & \text{si } D_{l \rightarrow k} \cdot P_{l \rightarrow k} \geq 0 \\ 0 & \text{si } D_{l \rightarrow k} \cdot P_{l \rightarrow k} < 0 \end{cases} \quad (2.6)$$

De esta manera para una condición de operación determinada se calcula la prorrata $GGDF_{m, j}^b$ para la barra m y el tramo j como:

$$GGDF_{g, j}^b = GGDF_{m, j}^b \cdot P_m \quad (2.7)$$

donde P_m es la potencia total inyectada en la barra m .

Calculada la prorrata para la barra m , el GGDF para el tramo j de un generador g que inyecta una potencia P en la barra m en el bloque b es igual a:

$$GGDF_{g,j}^b = GGDF_{m,j}^b \cdot \frac{P_g}{P_m} \quad (2.8)$$

2.2.4. Cálculo de peajes

Utilizando la metodología del CDEC-SIC y las ecuaciones del GGDF, se puede calcular el costo de peajes para el tramo j de un generador g y el bloque b , que se divide en tres componentes:

1. El primer componente corresponde a la multiplicación de la prorrata, el valor del peaje y el factor proporcional del generador:

$$P1_{g,j}^b = GGDF_{m,j}^b \cdot Peaje_j \cdot fp_g \cdot \frac{P_g}{P_m} \quad (2.9)$$

donde $Peaje_j$ es el valor peaje correspondiente al tramo j , P_m es la potencia que inyecta la central, $GGDF_{m,j}^b$ es la participación de la barra m a la que está conectada el generador g calculada como el promedio de los GGDF calculados para cada hidrología de la simulación en PLP y fp_g el factor proporcional del generador que se calcula de la siguiente manera:

$$fp_g = \begin{cases} 0 & \text{si } g \text{ es } MGNC \text{ y } P_g < 9 \\ \frac{P_g - 9}{11} & \text{si } g \text{ es } MGNC \text{ y } 9 \leq P_g \leq 20 \\ 1 & \text{si } P_g > 20 \end{cases} \quad (2.10)$$

2. El segundo componente es exclusivo para los generadores $MGNC$ y se paga si la capacidad conjunta exceptuada de peajes, $CCEP$, es mayor a 5% de la capacidad instalada del sistema P_{tot} . Éste se calcula como:

$$P2_{g,j}^b = P1_{g,j}^b \cdot (1 - fp_g) \cdot fp_u \quad (2.11)$$

donde

$$fp_u = \frac{CCEP - 0,05 \cdot P_{tot}}{CCEP} \quad (2.12)$$

y

$$CCEP = \sum_g P_g \cdot (1 - fp_g) \quad (2.13)$$

3. El tercer componente es exclusivo para los generadores que no son $MGNC$ y es igual al monto que le fue exceptuado a los generadores $MGNC$ para el tramo j , ept_j^b , multiplicado por pe :

$$P3_{g,j}^b = \sum_g (ept_j^b) \cdot pe^b \quad (2.14)$$

donde pe es igual a la energía inyectada por el generador g en el bloque b , dividida por la inyección total de todos los generadores que no son MGNC en ese bloque. El monto ept_j^b se calcula como:

$$ept_j^b = P1_{g,j}^b \cdot (1 - fp_g) - P2_{g,j}^b \quad (2.15)$$

De esta manera, el pago total de peajes PT en el bloque b para un generador g en el tramo j queda determinado por:

$$PT_{g,j}^b = P1_{g,j}^b + P2_{g,j}^b + P3_{g,j}^b \quad (2.16)$$

2.3. Coordinación hidrotérmica

Los sistemas eléctricos en el mundo en general se dividen en tres tipos:

- **Sistemas térmicos** que se componen principalmente de centrales térmicas, por ejemplo nucleares como en el caso francés,
- **Sistemas hidráulicas** que se componen de centrales hidráulicas, principalmente de embalses, como el sistema noruego, y
- **Sistemas hidrotérmicos**, que son los sistemas que se componen tanto de centrales térmicas como centrales hidráulicas de embalse, como por ejemplo el sistema interconectado central (SIC) de Chile.

Cada uno de estos tipos de sistemas eléctricos tiene sus propias características y maneras de operar debido a las particularidades de las tecnologías que los componen. El caso de los sistemas hidrotérmicos es bastante peculiar ya que a la hora de operar supone un desafío mucho mayor que los otros dos tipos.

Como el recurso hídrico es escaso e inconstante y existe un amplio rango de costos que pueden tener las centrales térmicas dependiendo del combustible que utilicen, nace la problemática de operar de forma óptima los sistemas hidrotérmicos. Esto no es trivial, ya que ante un futuro hidrológico incierto se puede cometer el error de utilizar toda el agua en el corto plazo y así tener costos baratos, pero correr el riesgo de que ante una sequía no haya agua embalsada y se deba operar sólo con centrales térmicas teniendo costos altísimos o incluso llegar a costo de falla. También se puede tener el otro extremo, que es no utilizar el agua embalsada y luego llegar a casos de vertimiento del agua embalsada en un escenario de muchas lluvias y así desperdiciar energía barata. Éste es el problema de la coordinación hidrotérmica, que en la figura 2.2 se resume con los distintos casos que se pueden dar al coordinar sistemas hidrotérmicos.

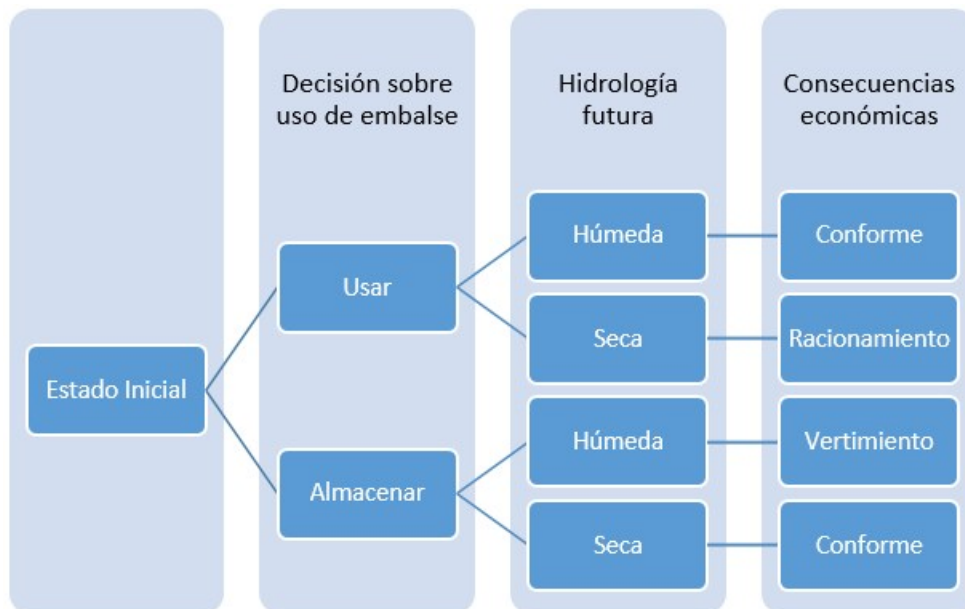


Figura 2.2: Problema de la coordinación hidrotérmica. Elaboración propia en base a [2]

Lo anterior significa que en un sistema hidrotérmico, las decisiones tomadas en el presente repercuten en el futuro, o sea, el problema está acoplado en el tiempo, y debido a esto es necesaria una planificación y programación óptima del agua embalsada, de manera de minimizar el costo de operación en un cierto periodo de tiempo y encontrar una política apropiada de administración de los recursos energéticos disponibles en el sistema.

2.3.1. Resolución del problema de coordinación hidrotérmica

Para representar y resolver el problema de la coordinación hidrotérmica se utiliza los siguientes conceptos:

- **Función de Costos Inmediato (FCI)** que da cuenta de los costos de la generación térmica en un periodo de tiempo llamado etapa t . El costo inmediato aumenta a medida que el volumen almacenado final es mayor ya que esto significa que el agua no se utilizó.
- **Función de Costos Futuro (FCF)** que representa los costos que tendrá un sistema desde el final de la etapa t hasta el infinito. Estos costos disminuyen a medida que el volumen final almacenado es mayor ya que esto significa que se está guardando el agua embalsada para ser utilizada en el futuro.

La imagen 2.3 muestra la forma que tienen las funciones de costo inmediato y de costo futuro en función del volumen final almacenado.

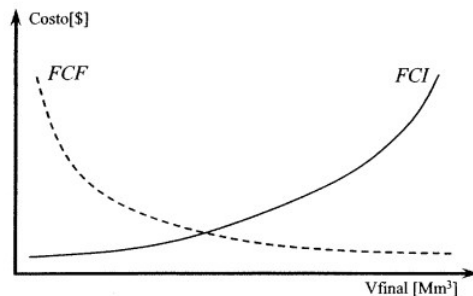


Figura 2.3: FCI y FCF [2]

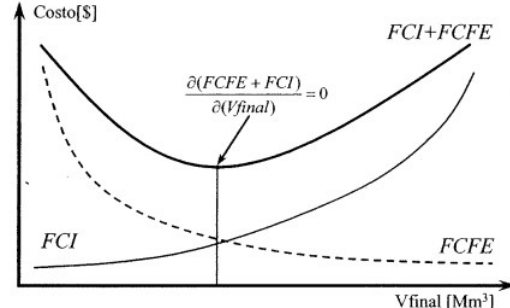


Figura 2.4: FCI y FCFE [2]

La FCF está directamente relacionada con uno de los parámetros más importantes del problema de la coordinación hidrotérmica: la incertidumbre hidrológica. Es por esto que la FCF tiene un carácter estocástico, lo que hace el problema difícil de afrontar. En la práctica, se deben definir criterios para poder hacer los estudios y una manera es abordar el problema por casos, convirtiendo la FCF en función de costos futuros esperados (FCFE). De esta manera se puede enfrentar el problema minimizando la suma de la FCI y FCFE, como se muestra en la imagen 2.4, obteniéndose un uso óptimo del agua embalsada, que generalmente está dado por un uso intermedio de ésta.

Al resolver el problema, aparece un costo asociado al agua embalsada que está relacionado con el costo de oportunidad o valor estratégico de ésta, lo que permite a el operador tener un criterio de comparación con las otras tecnologías para decidir si utilizar el agua o no.

Para resolver el problema de la coordinación hidrotérmica, éste se descompone temporalmente y se resuelve utilizando técnicas de programación dinámica en su modalidad estocástica que está representada en este caso por su equivalente determinístico mediante un árbol de escenarios. A continuación se explica el funcionamiento de dos de estas técnicas [2]

Programación dinámica estocástica (PDE)

La primera es la programación dinámica estocástica, en la que para un nivel de embalse dado, la decisión óptima de operación será la que minimiza el costo de operación en la etapa sumado al costo de la operación futura del sistema, que se calcula al final de la etapa. La metodología de esta técnica utiliza dos fases, una primera de optimización en la que se obtiene la política de uso del agua a través de evaluaciones de la FCFE por etapa y la segunda en la que se hace uso de las FCFE simulando de forma determinística los despachos para distintas secuencias hidrológicas.

La programación dinámica estocástica permite descomponer el problema en subproblemas y resolverlo, pero tiene la limitación de que es necesario evaluar para cada nivel de discretización de llenado del embalse, todas las combinaciones posibles de las variables de estado, lo que hace que el problema sea exhaustivo en uso computacional y por lo tanto dificulta la operación multiembalse.

Programación dinámica dual estocástica (PDDE)

La programación dinámica dual estocástica parte de la suposición de que la FCFE es una función convexa por partes y decreciente, por lo que no se necesita discretizar los embalses. La PDDE utiliza el algoritmo de descomposición anidada de Benders, que permite resolver de manera más eficiente problemas de optimización de gran tamaño que tienen una estructura de bloques en sus restricciones. Este algoritmo permite que el problema no sea tan exhaustivo de resolver, ya que no se debe evaluar cada caso, sino que se itera hasta cumplir con un criterio de convergencia.

Esta técnica cuenta con dos fases, la primera es un procedimiento forward, en el que para cada etapa se resuelve el subproblema de despacho hidrotérmico considerando las FCFE actualizadas. La segunda es un procedimiento backward, en el que partiendo desde la última etapa se resuelve los subproblemas de despacho hidrotérmico, con lo que se actualizan las FCFE. Una vez finalizadas estas etapas, se debe evaluar la diferencia entre los costos obtenidos para cada etapa en ambos procesos. Si ésta cumple el criterio de convergencia el problema está resuelto, en caso contrario se debe volver a realizar ambas etapas hasta que se cumpla el criterio de convergencia.

2.3.2. PLP: Herramienta computacional utilizada en la coordinación hidrotérmica del sistema

El Sistema Interconectado Central es un sistema hidrotérmico y por esta razón debe coordinar y planificar de manera estratégica el uso de los recursos hídricos disponibles. PLP es una de las herramientas computacionales que utiliza el sector eléctrico en el SIC, especialmente el CDEC-SIC para la planificación y operación de éste sistema.

PLP es una herramienta computacional de planificación de largo plazo multiembalse y multinodal, que utiliza programación dinámica estocástica dual para resolver el problema de la coordinación hidrotérmica de forma óptima.

Debido a la gran carga computacional que supone modelar un sistema tan grande como el SIC, el programa PLP trabaja con etapas en vez de sucesiones cronológicas y con bloques de demanda obtenidos a través de una curva de duración, haciendo abordable la modelación del sistema [21].

Para modelar el sistema, los datos de entrada que requiere el sistema son [22]:

- Barras del sistema
- Centrales generadoras, incluyendo las interconexiones entre las centrales hidráulicas, por ejemplo centrales que están en serie
- Costos variables de las centrales
- Topología del sistema, líneas de transmisión y sus parámetros
- Mantenimiento de centrales, líneas y embalses
- Demanda por barra y por bloque
- Hidrologías, afluentes y convenios de riego del Laja y del Maule

Utilizando todos estos datos de entrada, el programa PLP simula la operación del sistema en un periodo determinado por el usuario y entrega los siguientes datos de salida [23].

- Información relativa a las barras como costos marginales y demanda
- Uso de embalses, volumen final, inicial, caudal turbinado, vertido y valor del agua
- Uso de centrales hidráulicas serie, su caudal turbinado y vertido
- Generación de todas las unidades en MW y MWh
- Flujo y pérdidas en líneas de transmisión

Los datos generados por PLP son utilizados por el CDEC-SIC y empresas del sector para diversos estudios, como por ejemplo el Informe de Peajes de Transmisión Troncal o estudios del funcionamiento del sistema a futuro como por ejemplo, costos marginales o comportamiento hidrológico del sistema.

El programa PLP fue creado hace varios años, tiempo en el que no había penetración de energías renovables no convencionales, por lo que ha sido un desafío poder modelar de forma fiel la energía entregada por fuentes renovables. Por ejemplo en el Informe de Peajes del CDEC-SIC del 2014, se distribuyó la energía pronosticada de cada central en bloques de

alta y media, debido a que los bloques de baja corresponden a horas de noche [20]. Esto es un acercamiento al funcionamiento de este tipo de centrales, pero no es una representación 100 % fidedigna de las características de la energía entregada por las centrales solares.

A pesar de que la representación de las centrales renovables no sea la ideal, todavía se utiliza esta herramienta en el sector, y en especial, el CDEC-SIC la utiliza en su Informe de Peajes, informe del que se habla en la sección 2.2.2 y cuyos resultados se desean replicar en este trabajo, por lo que este programa será utilizado para llevar a cabo esta memoria.

2.4. Sistema Interconectado Central SIC

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados [24]:

- **El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**, que abastece desde Arica a Antofagasta con un 28,06 % de la capacidad instalada en el país,
- **El Sistema Interconectado Central (SIC)**, que se extiende entre Taltal y Chiloé con un 71,03 % de la capacidad instalada en el país,
- **El Sistema de Aysén** que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29 % de la capacidad y
- **El Sistema de Magallanes**, que abastece la Región XII con un 0,62 % de la capacidad instalada en el país.

Los porcentajes de potencia instalada a nivel nacional se pueden ver en la figura 2.5.

El trabajo presentado en este informe está enfocado en el Sistema Interconectado Central, por lo que a continuación se da mayor información acerca de éste.

El Sistema Interconectado Central es el sistema interconectado más grande de Chile y se extiende desde TalTal en la Región de Antofagasta por el norte y hasta la Isla grande de Chiloé en la Región de Los Lagos por el sur [25]. El SIC abastece al 92,2 % de la población, y de sus clientes un 70 % son consumos regulados y el 30 % son clientes industriales [26].

PORCENTAJE DE POTENCIA
INSTALADA POR SISTEMA

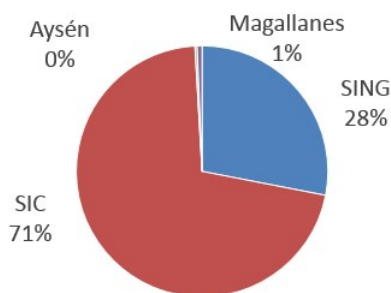


Figura 2.5: Porcentaje de potencia instalada por sistema

2.4.1. Parque Generador

El Sistema Interconectado Central es un sistema hidrotérmico que abastece al 92,15% de la población con una potencia instalada de 15,043,08 MW a diciembre del 2014. De esta potencia instalada, el 12,5% son centrales térmicas de ciclo combinado, el 38,3% son centrales térmicas convencionales, el 24,7% son centrales hidráulicas de embalse, el 17,9% son centrales hidráulicas de pasada, un 4,9% proviene de fuentes eólicas y 1,7% es solar (ver figura 2.6).

En este sistema participan muchas empresas, pero como se puede ver en la figura 2.7, hay dos que concentran más de la mitad del parque generador: Endesa con un 30,17% y Colbún con un 20,13% y que en capacidad instalada son seguidas por empresas más pequeñas como Aes Gener (6,36%), Pehuenche (4,65%) y Guacolda (3,74%) [27].

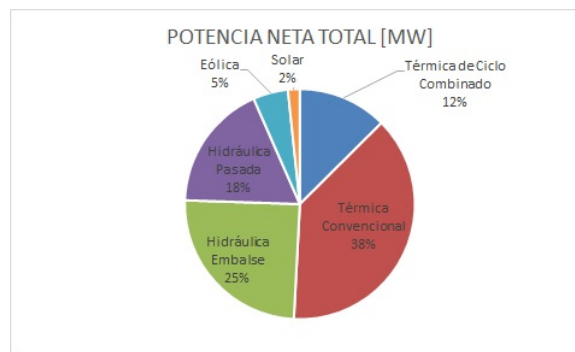


Figura 2.6: Potencia por tipo de tecnología

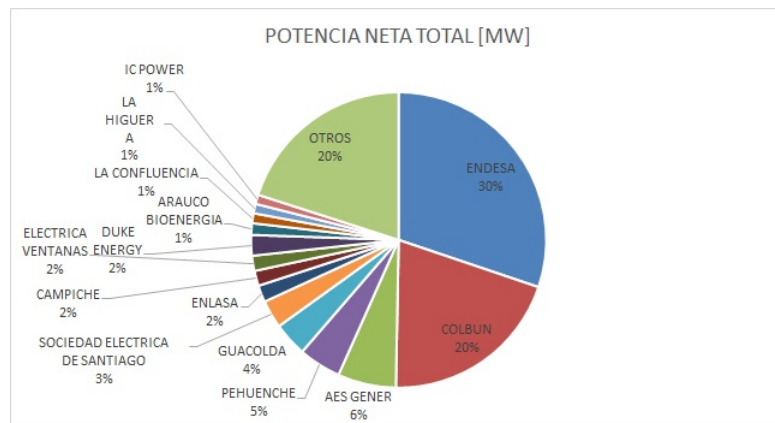


Figura 2.7: Potencia por empresa

2.4.2. Embalses

Los embalses del SIC son muy importantes para el funcionamiento de este sistema interconectado ya que guardan energía en forma de agua embalsada y por lo tanto le dan la característica de sistema hidrotérmico. En la tabla 2.1 se muestra los embalses, lagos y lagunas que alimentan centrales hidroeléctricas del sistema interconectado central, además de sus respectivos volúmenes de regulación, energía equivalente, convenio de riego [26], las centrales que generan y la potencia asociada [28].

De las cuencas que forman parte de la zona centro sur y que alimentan a centrales hidroeléctricas del SIC, las cuencas del Lago Laja y del Maule son las más importantes debido a que albergan a los embalses con mayores volúmenes de regulación (5071 y $1416 Mm^3$ respectivamente) y a una gran cantidad de centrales hidroeléctricas que se abastecen del agua de estos embalses. Estas dos cuencas y el embalse Colbún además de ser muy importantes para el funcionamiento del sistema eléctrico, también son claves en la agricultura del país, porque su agua se utiliza también para riego. Es por esto que estos embalses cuentan con convenios de riego vigentes, regulan o compatibilizan el uso del agua para electricidad y para riego de manera de poder satisfacer ambas necesidades del país.

Desde el 2007 aproximadamente, Chile ha sido aquejado por la falta de lluvia en la zona centro sur, lo que ha provocado sequías en el país. Esto se ve claramente reflejado en las cotas de los embalses, que tal como se muestra en las imágenes 2.8 y 2.9, vienen a la baja en los últimos años, llegando incluso a niveles cercanos a los alcanzados en la sequía del año 98. Esto ha afectado tanto el sector agrícola por la falta de agua para riego como el sector eléctrico, lo que ha contribuido al alza de los costos marginales del sistema y a la preocupación del sector. El problema es tal que en el 2008 y en el 2011 los presidentes del país han debido tomar medidas preventivas como la baja de tensión para evitar posibles racionamientos. La situación hídrica que sufre el país no hace más que fortalecer la idea de que la coordinación hidrotérmica es muy importante para los sistemas hidrotérmicos como el SIC.

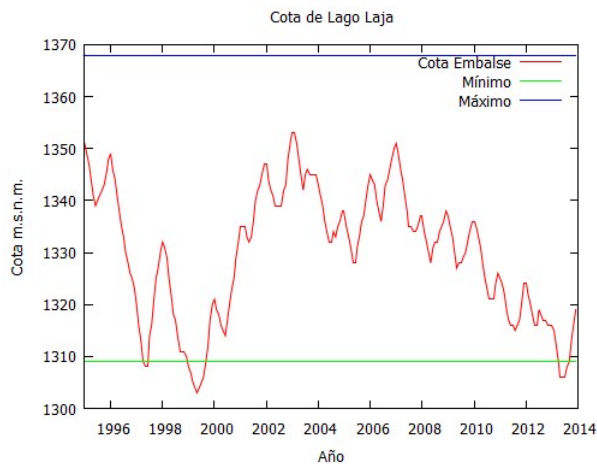


Figura 2.8: Cota Lago Laja

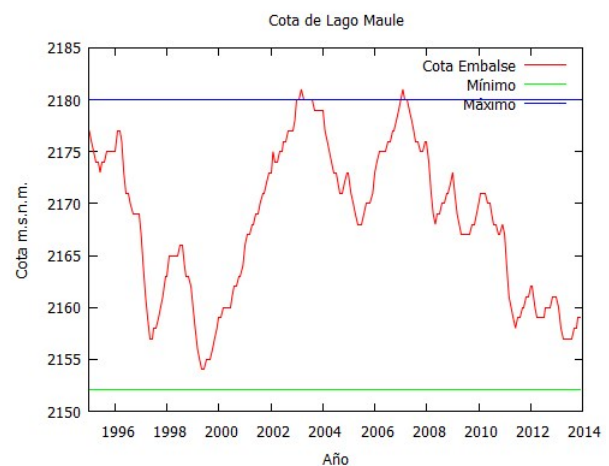


Figura 2.9: Cota Laguna del Maule

Tabla 2.1: Embalses del SIC con su volumen de regulación (vol. de reg.), energía equivalente, centrales y potencia asociada y convenios de riego vigentes. CL = Cuenca del Laja y CM = Cuenca del Maule

Embalse	Vol de Reg [Mm3]	Energía equiv. [GWh]	Centrales y Potencia	Convenio de riego
Lago Laja (CL)	5071	6820	El Toro, Abanico, Antuco, Rucúe, Quilleco = 1076 MW	Convenio de 1958 firmado entre ENDESA y Dirección de Riego
Laguna del Maule (CM)	1416		Cipreses, Isla, Curillín, Loma Alta, Pehuenche, Colbún, Machicura, Chiburgo y San Ignacio = 1337 MW	Convenio de 1947 entre ENDESA y Dirección de Riego
Laguna Invernada (CM)	179	380	Cipreses, Isla, Curillín, Loma Alta, Pehuenche, Colbún, Machicura, Chiburgo y San Ignacio = 1337 MW	
Embalse Melado (CM)	33	16	Pehuenche, Colbún, Machicura, Chiburgo y San Ignacio = 1045 MW	
Embalse Colbún (CM)	1116	552	Colbún, Machicura, Chiburgo y San Ignacio = 545 Mw	Resolución DGA 105/83
Machicura (CM)			San Ignacio = 37 MW	
Lago Chapo	850	473	Canutillar = 145 MW	
Embalse Ralco	800	316	Ralco = 640 MW	
Lago Rapel	435	73	Rapel = 350 MW	
Embalse Panque			Pangue = 467 MW	

2.4.3. Demanda

La demanda de electricidad en el SIC ha evolucionado desde una demanda anual de 9.705 GWh en 1985 a un consumo anual de 47.777,2 GWh en el 2013, con un crecimiento promedio del 5,9 %, como se puede ver en la figura 2.10.

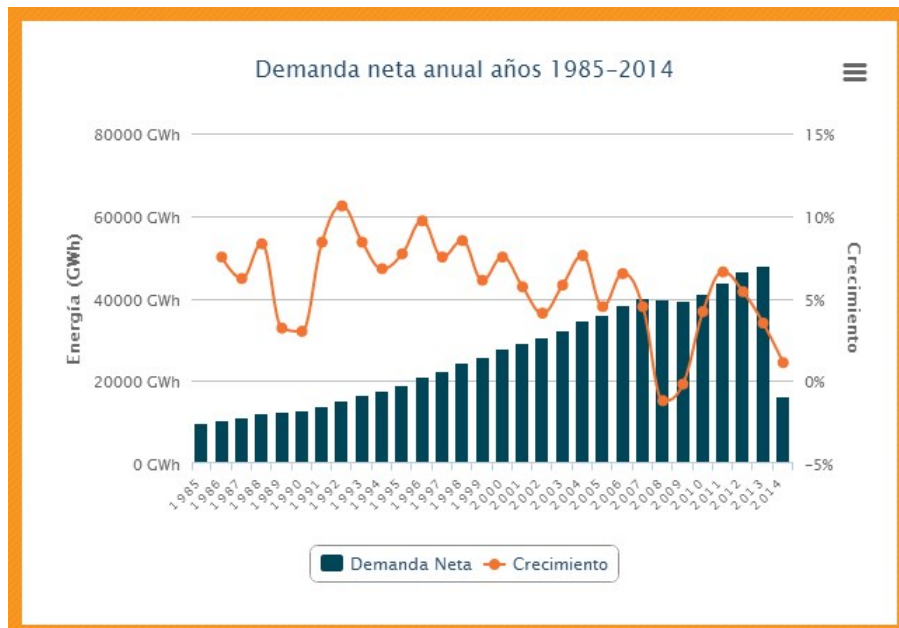


Figura 2.10: Demanda neta anual años 1985-2014 [3]

En el 2013, la demanda máxima del sistema fue de 7281 MW y 2400 MW de demanda mínima [26]. El promedio mensual de generación fue de 4242 GWh y la generación total en el año fue de 50,906 TWh. Tal como se puede ver en la figura 2.11, lo generado en el 2013 provino principalmente de centrales térmicas con aproximadamente un 61 %, seguido por la hidroelectricidad con 38 %, un pequeño aporte de energía eólica 1 % y seguido por un casi nulo aporte de la energía solar (menor al 1 %) [29].



Figura 2.11: Energía generada por tecnología año 2013

2.4.4. Sistema de transmisión

El SIC es un sistema longitudinal que recorre desde Taltal hasta la isla de Chiloé, con más de 15.000 kms de líneas de transmisión de electricidad en niveles de tensión de 23 kV hasta 500 kV [30].

Tal como se puede ver en las imágenes 2.12, 2.13 y 2.14, el sistema de transmisión está desarrollado principalmente en 220 kV, con una presencia en este nivel de tensión en el norte desde Diego de Almagro hasta Ancoa y en el sur desde Charrúa a Puerto Montt.

En el centro del sistema existen líneas en 500 kV desde Polpaico a Charrúa, pasando por barras tan importantes como Alto Jahuel y Ancoa. Otros sectores notables del sistema de transmisión troncal del SIC son por ejemplo el anillo de 110 kV de Chilectra en el sector de Santiago, las líneas de 66 kV en el sector de Temuco, Valdivia, La Unión y Barro Blanco y las líneas de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue.

El sistema de subtransmisión del SIC está compuesto por los siguientes 6 sistemas [31]:

- **SIC1**, que da suministro parcial o completo en las regiones II, III, IV y V.
- **SIC2**, que suministra principalmente a la Quinta Región.
- **SIC3**, que suministra principalmente a la ciudad de Santiago.
- **SIC4**, que incluye instalaciones ubicadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.
- **SIC5**, que incluye las instalaciones ubicadas entre las subestaciones troncales de Charrúa y Temuco.
- **SIC6**, que comprende las Regiones de Los Lagos y de Los Ríos.

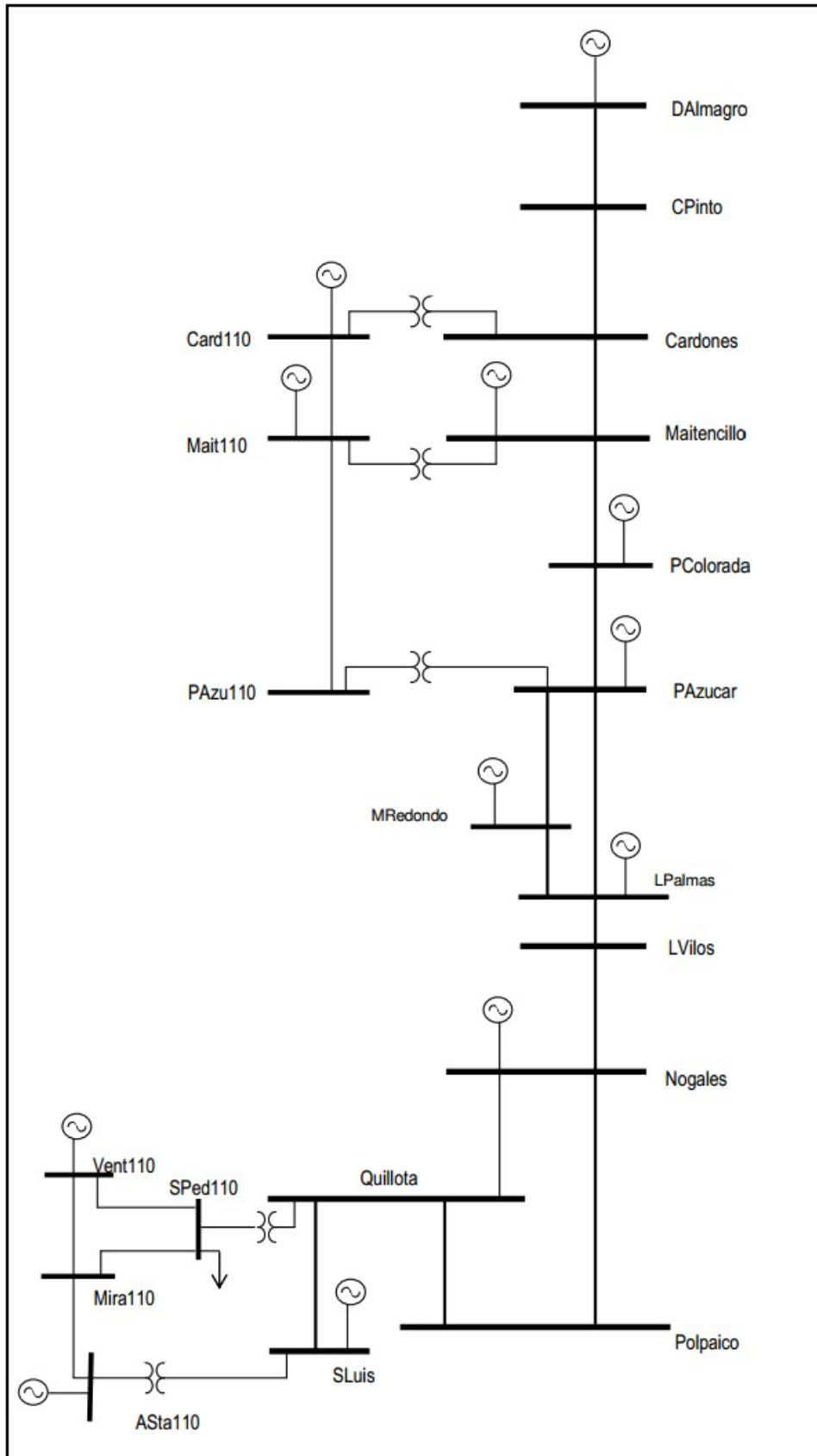


Figura 2.12: Zona Diego de Almagro - Polpaico del SIC

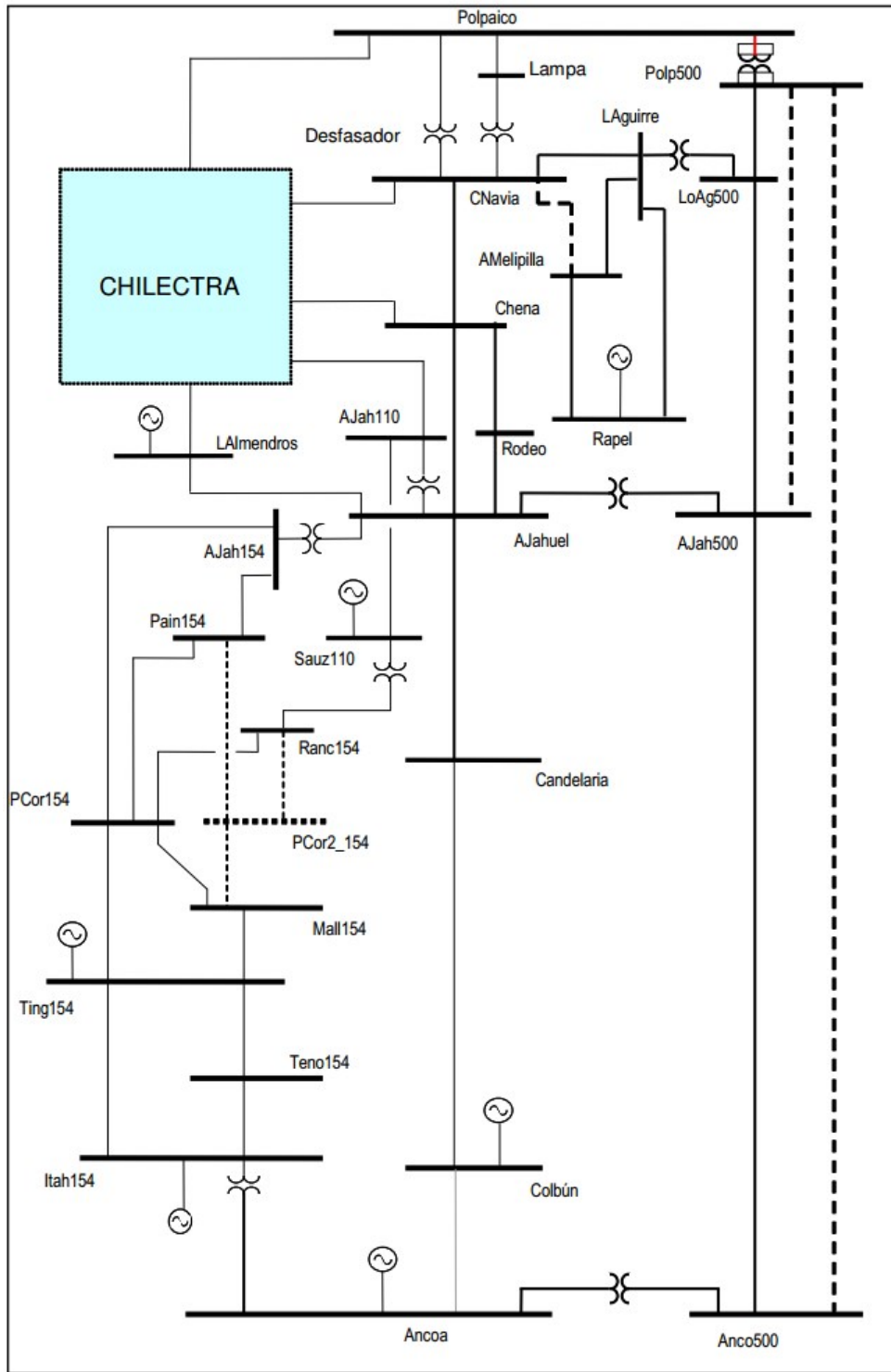


Figura 2.13: Zona Polpaico - Ancoa del SIC

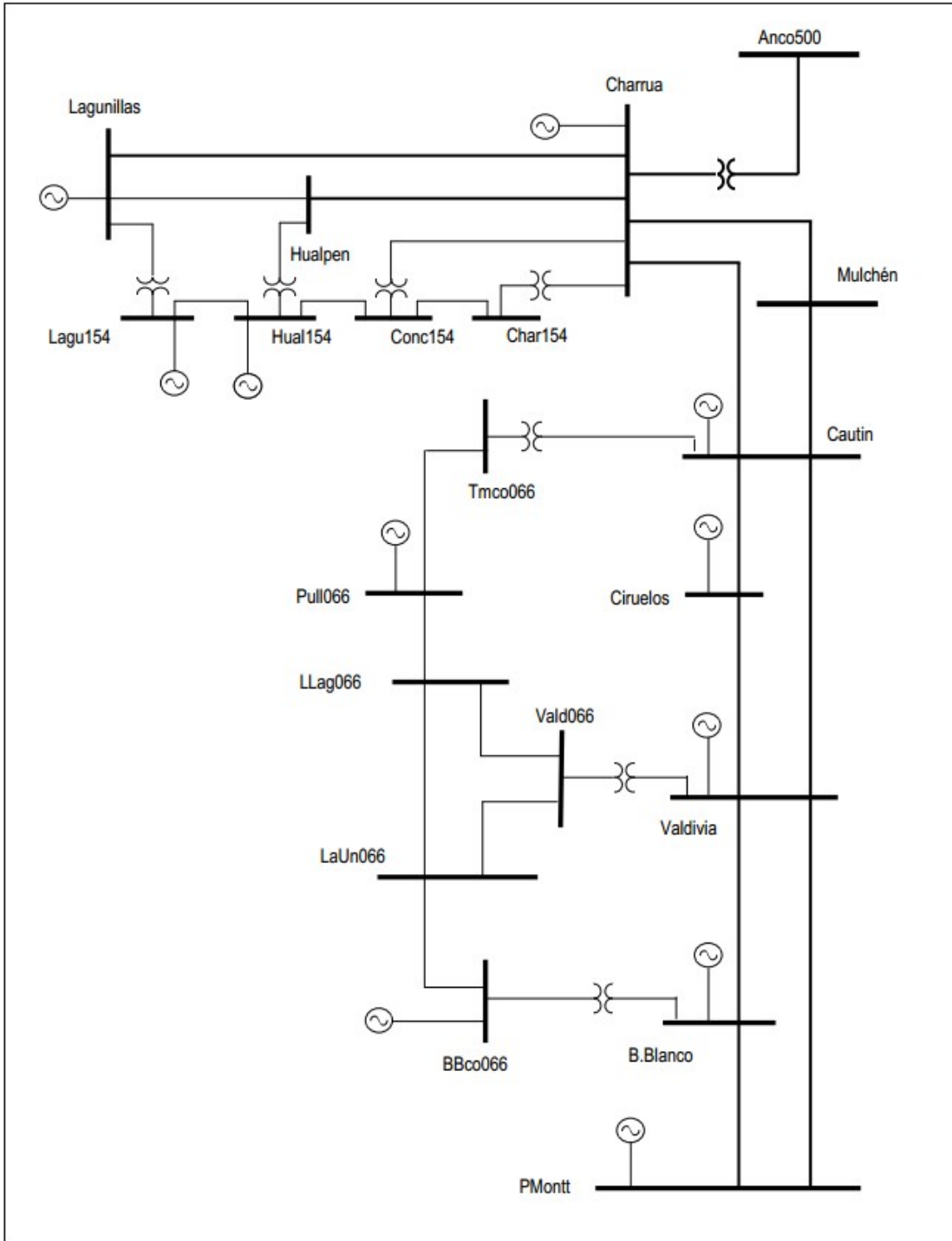


Figura 2.14: Zona Ancoa - Puerto Montt del SIC

2.5. Experiencia en herramientas de apoyo a la toma de decisiones

La liberalización de los mercados eléctricos en el mundo ha significado el incremento de la cantidad de actores involucrados en el sector eléctrico, ya que el sector no es controlado en su totalidad por el estado, sino que los privados tienen la posibilidad de ser parte de éste. En el ánimo de competencia que esto crea, la necesidad por tomar las decisiones de la mejor manera, lo más informado posible también ha aumentado, debido a que de lo contrario los actores pierden competitividad y a la vez recursos.

Esto sumado a la gran dificultad que supone analizar un sector con una cantidad de variables grandísima como es el sector eléctrico, resulta en que el problema de la toma de decisiones ya no es tan sólo buscar el mínimo costo de un proyecto, sino que éste se amplía a diversos factores que deben ser tomados en cuenta como por ejemplo la incertidumbre hidrológica, los impactos ambientales y el mismo funcionamiento del sector eléctrico con su regulación y reglas [32].

Es por esto que empresas y universidades han destinado tiempo y recursos a la creación de herramientas que puedan ayudar tanto a las entidades estatales como a las empresas privadas en la toma de decisiones en el sector eléctrico. Estas herramientas han ido evolucionando y ganando complejidad con los años, gracias tanto a la mejora de la capacidad computacional como a la creación e implementación de algoritmos mejores y más complejos.

A continuación, se muestra algunas herramientas utilizadas en Chile, Perú y Colombia, cuya finalidad es ayudar los procesos de toma de decisiones de diversos organismos, tanto públicos como privados. Estas herramientas cubren distintas áreas, como sistemas y mercados eléctricos, impacto medioambiental y análisis del recurso renovable. Además se muestra algunos portales y boletines de Chile, que entregan información de la situación actual de sector eléctrico chileno.

2.5.1. Herramientas chilenas de apoyo a la toma de decisiones

Las herramientas chilenas presentadas están relacionadas con la entrega de información georreferenciada y también con la modelación y simulación de sistemas eléctricos. Estas son el explorador eólico y explorador solar, el catálogo nacional de información geoespacial y el programa Deepedit.

Explorador eólico y explorador solar

El explorador solar [8] y el explorador eólico [9] son iniciativas cuya finalidad es generar y potenciar el desarrollo solar y eólico, entregando información para el análisis de estos recursos a lo largo del país.

Ambos exploradores son herramientas que se basan en modelos y en observaciones locales,

con la que se ha generado información sobre el recurso eólico y solar que se entrega de manera gráfica y cómoda para el usuario, permitiendo a empresas realizar una evaluación preliminar del recurso solar y eólico en un determinado lugar de gran parte del territorio nacional.

Ambos exploradores han sido llevados a cabo por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía y GIZ.

Catálogo nacional de información geoespacial

El Catálogo Nacional de Información Geoespacial [33] es una plataforma web, en la que se puede encontrar información de productos geoespaciales generados por las instituciones del Estado. El catálogo cuenta con un visor de mapas [10], en el que se puede visualizar información georreferenciada de distintas categorías como energía, geología, medio ambiente y conservación, minería, planificación territorial, propiedad fiscal y otros. Dentro de estas categorías existe mucha información útil para la realización de proyectos en el sector eléctrico, como la ubicación de centrales, líneas e infraestructura relevantes para el sector; información medioambiental como zonas saturadas, santuarios de la naturaleza y sitios de conservación; y también información relacionada con la planificación territorial y sobre sitios fiscales.

Toda esta información está accesible en un mapa y puede visualizarse por capa, lo que lo hace una herramienta muy útil que puede ayudar en la toma de decisiones en etapas tempranas de proyectos.

DeepEdit

El programa DeepEdit (Decentralized Economic Electricity Power Editor) es una plataforma orientada al objeto para la toma de decisiones en mercados eléctricos competitivos creada por el equipo consultor del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM).

Ante el cambio en las industrias eléctricas en los últimos años, en los que se ha visto separación de propiedad en los distintos sectores, creación de condiciones de libre acceso a las redes eléctricas y la necesidad de regulación de actividades como transmisión y distribución y la creación de condiciones de competencia en el sector eléctrico.

Este cambio ha traído consigo desafíos en el sector eléctrico que requieren de herramientas que permita describir para el caso chileno las distintas componentes del sector eléctrico, sin desacoplar los aspectos técnicos de los económicos. DeepEdit nace como una herramienta que para facilitar la toma de decisiones en el sector eléctrico.

El programa incluye un editor de red, un editor hidráulico, un editor de mercado y un sistema de información geográfica y permite hacer cálculos del sistema eléctrico como flujo de potencia DC y AC, flujo de potencia óptimo, despacho económico de carga, despacho económico hidrotérmico, métodos de cálculo de peajes, análisis de corto circuito y modelo de intercambios en bolsas energéticas, entre otros [34] [35].

2.5.2. Portales, newsletters y boletines del sector eléctrico chileno

Además de herramientas propiamente tales que apoyan la toma de decisiones, en Chile existen portales web, newsletters de revistas y boletines hechos por empresas e instituciones del estado, que entregan información sobre el estado actual del sistema y que cumplen también esta función. Esta información incluye noticias relevantes para el sector eléctrico chileno, composición del parque generador, demanda de los sistemas, penetración de ERNC, proyectos de generación esperados, estado de los embalses y costos marginales esperados, entre otros.

Toda esta información permite transparentar el funcionamiento del mercado eléctrico y es una ayuda a la hora analizar las oportunidades en este sector y por lo tanto es un apoyo a la toma de decisiones.

Central Energía

Central Energía [36] es un portal creado por los ingenieros Renato Valdivia, Joaquín Barañaño y Nicolás Méndez, con la finalidad de ser un centro de información, opinión y asesoría en torno al desarrollo energético en Chile. En este portal se pone a disposición información objetiva para ayudar a comprender y transparentar el funcionamiento del mercado eléctrico y se fomenta la circulación de ideas y su debate constructivo sustentado en datos duros y opiniones razonadas [37].

En Central Energía se puede encontrar datos como la capacidad instalada de los sistemas, la generación de estos, información sobre los actores en los sectores de generación, transmisión y distribución, antecedentes sobre la legislación actual y también una sección en la que se publican columnas de opinión sobre el sector eléctrico.

Newsletter de Revista Electricidad

Revista Electricidad [38] es una revista de publicación mensual, con 23 años de trayectoria, que aborda los hechos más relevantes de la industria energética nacional.

En la página de la revista existe la posibilidad de suscribirse a un newsletter diario [39], en el que se hace un recuento de las noticias relevantes para el sector eléctrico chileno y la industria del país.

Boletín informativo de Valgesta

Valgesta Energía S.A. [40] es una empresa consultora especializada en temas de energía que cuenta con más de 10 años de presencia en el mercado chileno.

Hace más de cuatro años que esta consultora publica mensualmente un boletín informativo, en el que se hace un análisis sobre la situación del sector eléctrico chileno, la generación

eléctrica, indicadores relevantes, la energía embalsada, la capacidad instalada, estadísticas importantes del mes y noticias importantes para el sector tanto para el SIC como para el SING. En el boletín también se puede encontrar los balances ERNC, un análisis del último plan de obras, una proyección de los costos marginales para los próximos 12 meses para el SIC y el SING, la estadística de indicadores internacionales como el tipo de cambio y el precio internacional de combustibles y metales y una recopilación de noticias internacionales relevantes para el sector eléctrico.

Reporte CER

El Centro de Energías Renovables del Ministerio de Energía publica periódicamente un reporte [41], que presenta un estado actualizado de los proyectos de energías renovables no convencionales, un análisis de su participación en los principales sistemas eléctricos nacionales, un recuento de los proyectos que ingresaron al sistema de evaluación ambiental y de los que fueron recientemente aprobados y un análisis de la evolución del costo marginal del SIC y del SING.

Boletines de Generadoras de Chile A.G.

Generadoras de Chile A.G. [42] es una asociación gremial creada en abril de 2011 compuesta por seis empresas generadoras de energía eléctrica ubicadas en Chile: Colbún, SN Power Chile, AES Gener, PacificHydro Chile, GDF Suez y Endesa Chile.

Esta asociación gremial publica mensualmente boletines del mercado eléctrico chileno [43], en los que se hace un análisis de distintos factores del sector como la capacidad instalada por sistema, demanda máxima y mínima, generación bruta de ambos sistemas y del conjunto nacional, ventas a clientes, participación de las empresas, diferencia entre generación y ventas, balance ERNC, costos marginales, precio medio de mercado, evolución histórica de precios, índice de precios de combustible y proyectos de generación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Reporte mensual del sector eléctrico chileno de SysteP

SysteP [44] es una firma consultora chilena creada en 1989 especializada en estudios técnicos y económicos del sector energético. Esta consultora publica mensualmente un reporte del sector eléctrico chileno en el que se revisa los antecedentes operacionales de cada sistema eléctrico como el precio spot, el parque generador, las empresas generadoras, el nivel de embalses, el precio de combustibles, las unidades en mantención, se hace un recuento de los proyectos en estudio de impacto ambiental y además cuenta con una editorial, en la que se hace un análisis del sector desde la visión de la consultora [45].

2.5.3. Herramientas y reportes peruanos de apoyo a la toma de decisiones

Las herramientas peruanas que se presentan a continuación están ligadas a la inclusión de ERNC al sistema eléctrico y al acceso a información georreferenciada, que ha sido levantada y mostrada públicamente debido a proyectos ligados a la electrificación rural del Perú. Estos son el Atlas solar y eólico peruano, el Visor de mapas de electrificación rural, el Sistema de información geográfico - GIS FONER y los reportes del Osinergmin.

Atlas solar y eólico peruano

Tal como Chile cuenta con su explorador solar y eólico, Perú tiene dos herramientas similares que son llamadas atlas solar [46] y atlas eólico [47]. El atlas eólico del Perú ha sido desarrollado para el Ministerio de Energía y Minas del Perú por Meteosim Truewind, y el atlas solar del Perú ha sido desarrollado por Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI).

El objetivo de estas herramientas es promover la aplicación sostenible de energía eólica y solar, como una alternativa limpia y libre de la emisión de gases de efecto invernadero. La creación de estas herramientas ha permitido conocer los potenciales eólico y solar del país vecino, lo que facilitará el acceso de los potenciales inversionistas privados tanto nacionales como extranjeros, así como de los demás interesados a la información necesaria georeferenciada para la determinación preliminar de lugares recomendados y viables que cuentan con recurso suficiente, con la finalidad de poder tomar decisiones de investigaciones en campo y realizar el diseño, ejecución y operación de los sistemas aislados o interconectados de generación eólica y solar [48].

Visor de mapas de electrificación rural

La Dirección de Electrificación Rural del Perú cuenta con un visor de mapas de electrificación rural [49] en el que se puede acceder a información del sector eléctrico como concesiones eléctricas, líneas de distribución y centros de carga; información del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP), como áreas naturales protegidas y zonas de amortiguamiento; e información del Ministerio de vivienda como centros poblados, centros educativos y centros de salud. La herramienta permite medir distancias y hacer consultas tanto a nivel país como a nivel de departamento.

Servicios como éste, que muestran de manera gráfica información relevante para proyectos relacionados con el sector eléctrico son muy relevantes en las etapas tempranas, ya que permiten tomar decisiones más informadas con respecto a los lugares en los que se piensa desarrollar proyectos.

Sistema de información geográfico - GIS FONER

El sistema de información geográfico GIS FONER [50] tiene como objetivo mostrar la información gráfica y tabular de los proyectos de electrificación rural que la Dirección de Fondos Concursables y las empresas de distribución eléctrica ejecutan dentro del marco del FONER (Fondo Nacional de Electrificación Rural). Además, en este sistema es posible encontrar otro tipo de información georreferenciada como por ejemplo infraestructura eléctrica existente, redes de comunicación, red hidrográfica, zonas protegidas, zonas arqueológica, las divisiones políticas del país y también información del atlas eólico del Perú.

Este sistema entrega datos que se suman a los del visor de mapas de electrificación rural y que en conjunto permiten contar con mayor información relevante a la hora de generar proyectos en el sector eléctrico.

Reportes del Osinergmin

El Osinergmin es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública peruana encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan [51].

El Osinergmin por dos años ha realizado reportes del mercado de gas natural, del mercado eléctrico, del mercado de hidrocarburos y del mercado de minerales [52], que aportan información relevante a la hora de analizar estos mercados y tomar decisiones dentro de éstos.

2.5.4. Herramientas, reportes e indicadores colombianos de apoyo a la toma de decisiones

Las herramientas colombianas presentadas, tienen relación con el impacto en el medioambiente que tiene un proyecto y cómo poder cuantificarlo y con reportes del mercado de energía mayorista. La primera herramienta es el sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sustentable del sector eléctrico colombiano, la segunda el sistema nacional de indicadores ambientales y la tercera son los reportes e indicadores que publica el Comité de Seguimiento Independiente al Mercado de Energía Mayorista.

Sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sustentable del sector eléctrico colombiano

Alejandro Aguilar Amaya de la empresa colombiana SAG S.A., Tony Moens de Hase y Olivier Demeure de la empresa belga TRACTEBEL ENGINEERING S.A. desarrollaron un modelo llamado CGA (Costo de Gestión Ambiental) [53], que permite calcular indicadores de impacto y de costos de manejo a partir de la información ambiental disponible en las etapas tempranas de la concepción de los proyectos, es decir desde las etapas técnicas de renocimiento hasta factibilidad.

Estos indicadores hacen posible, en las etapas de identificación de los proyectos, tener un estimativo de los tipos de impactos ambientales, de los niveles de impactos y de los costos de gestión relacionados con la construcción y operación de un proyecto de generación o transporte de energía eléctrica en cualquier lugar de Colombia.

El objetivo de la herramienta es apoyar la toma de decisiones de los diferentes agentes estatales o privados que participan en la expansión del sector eléctrico en Colombia, de manera de que estos entes puedan tener una estimación de los costos de gestión ambiental en etapas tempranas, eliminando así incertidumbres asociadas a este tipo de proyectos y además incluyendo estas variables desde un principio, de manera de tener un desarrollo armónico del sector al tomar en cuenta las variables medioambientales.

Los creadores reconocen que la implementación de este tipo de modelos y su libre acceso a los agentes del sector mejora la transparencia y competencia al disminuir el nivel de incertidumbre debida a los impactos ambientes y a los costos de gestión.

Sistema nacional de indicadores ambientales

En Colombia, en 1998, se creó un Sistema Nacional de Indicadores ambientales [54] con la finalidad de responder a las necesidades de información ambiental estratégica del país. Estos índices son calculados por 3 institutos colombianos y son utilizados por las instituciones del país para hacer planificación y seguimiento ambiental, pero están disponibles para todo quien los quiera consultar y por lo tanto pueden ser utilizados por privados para poder evaluar el impacto ambiental de sus proyectos y de esta manera poder tomar decisiones de sus proyectos

tomando en consideración variables ambientales.

CSMEM - Comité de Seguimiento Independiente al Mercado de Energía Mayorista

El CSMEM - Comité de Seguimiento Independiente al Mercado de Energía Mayorista, creado en enero de 2006, tiene como objetivo fundamental realizar el monitoreo del mercado eléctrico colombiano con el fin de brindar señales oportunas a los entes de vigilancia, regulación y control y a los agentes del mercado para garantizar la eficiencia del mismo [55]. Para cumplir esta labor, el CSMEM publica regularmente los siguientes informes y reportes:

- **Informe de seguimiento mensual**, que abarca distintos temas, desde la incidencia del gas natural en los costos de generación termoeléctrica hasta el comportamiento del MEM en los últimos cuatro años.
- **Indicadores de seguimiento**, que son indicadores del funcionamiento de la bolsa de energía del mercado eléctrico colombiano. Algunos de estos indicadores son, por ejemplo, cómo varía el precio de oferta de una central generadora con respecto al nivel de su embalse o el comportamiento de las ofertas en función del precio que resultó en el mercado.
- **Estudios y presentaciones**, que prepara el comité para presentar en las conferencias en las que asiste.
- **Resultados de corridas MODSEI**, que son los resultados del análisis matemático realizado en el programa MODSEI, que contiene resultados como la generación total, el costo marginal del sistema y los niveles agregados de embalses.

2.6. Plataforma web y experiencia de usuario

Los resultados obtenidos en este trabajo se presentarán en una plataforma web. En esta sección se aborda temas relevantes para el desarrollo de ésta, como lo son la arquitectura de capas, que explica el funcionamiento interno de la plataforma web y también la experiencia de usuario, que es muy importante a la hora de mostrar información al usuario.

2.6.1. Arquitectura de capas en desarrollo web

La lógica de capas es un método que se utiliza en el desarrollo de sistemas informáticos. El objetivo de esta lógica es separar el desarrollo en distintos niveles de manera que el código esté separado en distintos niveles, permitiendo que cada grupo de trabajo se enfoque en su capa y que cuando un cambio deba ser hecho, éste sólo se realice en la capa necesaria. La arquitectura de capas puede ser de una capa (mainframe), dos capas (cliente-servidor) o tres o más capas.

En el desarrollo web se utiliza la arquitectura de tres capas (ver figura 2.15, ya que presenta ciertas ventajas con respecto a las otras arquitecturas. Las tres capas de esta arquitectura son la de presentación, de negocios y de datos, que se explican a continuación:

1. **Capa de presentación**, que es la capa de visualización o de usuario, ya que es la única a la que el usuario tiene acceso a través del browser que utiliza. Esta capa muestra la interfaz gráfica, comunicando información al usuario y capturando información de éste.
2. **Capa de negocios**, que es la capa media entre el usuario y el almacenamiento de datos, donde se efectúa la mayoría del procesamiento. La capa de negocios es donde se reciben las peticiones de los usuarios y se hace el procesamiento o cálculo necesario para luego enviar respuestas. Se comunica con la capa de presentación para presentar datos y con la capa de datos para almacenar o recuperar datos. En la capa de negocio se utilizan programas como Ruby on Rails, Java EE, PHP y Python, entre otros.
3. **Capa de datos**, que es la capa en la que se guarda la información y que permite que se pueda acceder a los datos guardados. En esta capa se utilizan programas que puedan manejar una base de datos y acceder a ésta como por ejemplo MySQL.

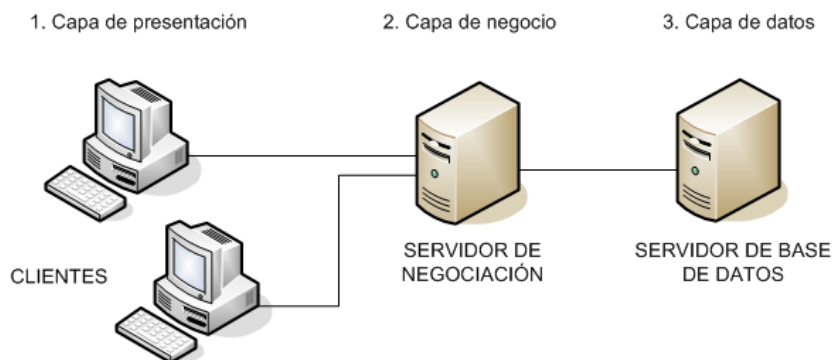


Figura 2.15: Arquitectura de tres capas [4]

2.6.2. Experiencia de usuario

Al crear una plataforma web, no sólo es necesario tener contenido de calidad, sino que también la manera de presentarlo y por lo tanto el diseño de la plataforma es un elemento muy importante, ya que ésta es la forma en la que se interactúa con los usuarios que desean acceder al contenido publicado.

El campo de la experiencia del usuario o User Experience en inglés (UX) se ha preocupado de estudiar las distintas características que deben tener un sitio web para que sean lo más amigables y útiles para los usuarios e intenta enfocar el diseño web hacia sus necesidades, habilidades y limitaciones. Peter Morville, resume estas características en su panel de la experiencia del usuario, que se muestra en la imagen 2.16.

El panel de la experiencia del usuario define 7 características que los sitios deben considerar al hacer el diseño [5]:

- **Útil (useful):** Los sistemas deben ser útiles y entregar valor al usuario.
- **Usable (usable):** Que sea de fácil uso.
- **Deseable (desirable):** Las imágenes, la marca, la identidad y los elementos de la página deben despertar emociones en los usuarios.
- **Encontrable (findable):** Que el diseño esté hecho de tal manera que el usuario pueda encontrar lo que busca.
- **Accesible (accessible):** Que pueda ser accedido por gente con discapacidades.
- **Creíble (credible):** Que el producto entregado sea creíble y que los usuarios confíen en el contenido.
- **Valioso (valuable):** El contenido debe darle satisfacción a los usuarios siendo valioso para ellos.

Estas características y funcionalidades serán tomadas en cuenta a la hora de realizar la plataforma web, de manera de poder llegar de la forma más efectiva a los usuarios y entregar un producto que entregue valor.



Figura 2.16: Panel de experiencia de usuario (UX Honeycomb) [5]

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se detalla los pasos seguidos para realizar este trabajo y la metodología utilizada.

3.1. Propuesta general

Para poder lograr el objetivo de tener una plataforma de acceso público que permita estimar peajes de transmisión troncal, que entregue información sobre costos de transmisión troncal a futuro para generadores en el sistema interconectado central y que permita estimar costos de transmisión troncal para proyectos eléctricos de energía solar fotovoltaica en este mismo sistema, se siguió las etapas que se muestran en la figura 3.1 y que se explican a continuación:

Revisión bibliográfica: En esta etapa se investigó sobre el estado del arte relacionado con este trabajo y en específico se recopiló información sobre el sector eléctrico chileno, el sistema de tarificación de la transmisión en Chile, la coordinación hidrotérmica, el sistema interconectado central y la experiencia internacional en herramientas de apoyo a la toma de decisiones.

Programación: Se programó una rutina de cálculo de prorratas y de peajes en el programa DeepEdit que funcionara de acuerdo a la ley chilena y que utilizara los datos de salida del programa PLP. También se programó y utilizó una página web que permite presentar los resultados obtenidos y hacer estimaciones de peajes de transmisión troncal.

Recopilación de datos, definición de escenarios y modelación: En esta etapa se recopiló todos los antecedentes necesarios para poder definir los escenarios a simular y luego realizar las simulaciones en PLP y en las rutinas programadas en DeepEdit.

Presentación de resultados en página web: Los resultados obtenidos se presentan en una página web, de manera que cualquier persona pueda acceder a ellos.

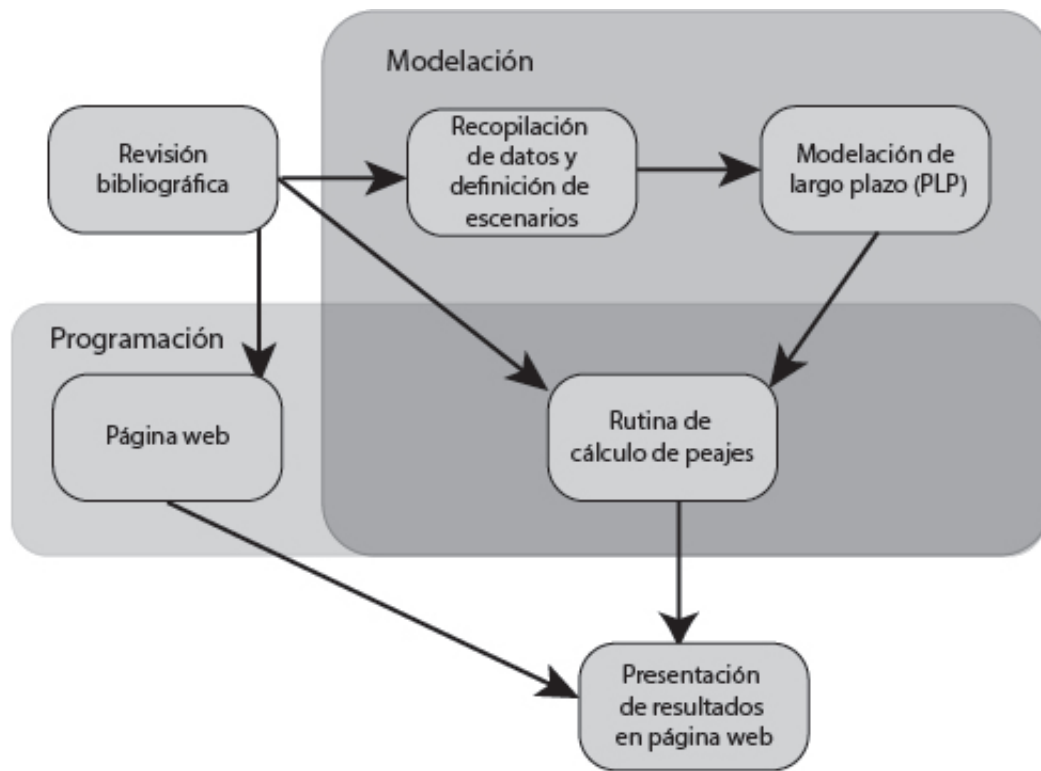


Figura 3.1: Propuesta general

3.2. Modelos

El trabajo realizado se llevó a cabo utilizando dos programas:

PLP, (ver 2.3.2), en el que se simuló el comportamiento del sistema eléctrico desde octubre del 2014 a abril del 2025.

DeepEdit, (ver 2.5.1) en el que utilizando los resultados obtenidos en la simulación en PLP, se programó una rutina de calculo de prorratas y de costo de peajes de transmisión troncal en el SIC para el mismo periodo.

3.3. Metodología de cálculo

El trabajo se compone de dos partes principales:

1. Rutina de cálculo de prorratas y de peajes en DeepEdit
2. Estimación de peajes de transmisión troncal en el sitio web

Todos los cálculos realizados en estas dos partes están basados en la sección 2.2.1 de la bibliografía y se explican a continuación:

3.3.1. Rutina de cálculo de prorratas y de peajes

La rutina de cálculo de prorratas y de peajes utiliza los resultados de la modelación de largo plazo del sistema en PLP para calcular prorratas y costo de peajes en el horizonte de simulación del sistema siguiendo estos pasos:

1. Traspasar los resultados de PLP a una base de datos utilizada por DeepEdit, de los cuales los siguientes datos son utilizados:
 - Fecha de inicio y término de las simulaciones
 - Cantidad y duración de bloques
 - Cantidad de hidrologías
 - Flujo por los tramos del sistema por bloque para cada hidrología
 - Generación de las centrales por bloque para cada hidrología
2. Calcular el $GGDF$ por barra por tramo j para las barra del sistema para cada bloque, como la ponderación simple de los $GGDF$ calculados para cada hidrología en este bloque
3. Calcular el porcentaje pg_j^b en el que los generadores pagan los tramos que no pertenecen al área de influencia común
4. Calcular el fp_g^b y fpu^b de cada bloque
5. Calcular para la barra m y el bloque b , la siguiente suma que luego se utilizará en la estimación:

$$TBB_m^b = \sum_j GGDF_{m,j}^b \cdot pg_j^b \cdot Peaje_j^b \quad (3.1)$$

6. Calcular el costo de peajes $PT_{g,j}^b$ por tramo j para cada generador g del sistema para cada bloque b

$$PT_{g,j}^b = P1_{g,j}^b + P2_{g,j}^b + P3_{g,j}^b \quad (3.2)$$

7. Calcular el costo total de peajes para cada generador del sistema
8. Calcular el costo total de peajes para cada empresa del sistema
9. Calcular la suma total del pago exento por tramos $stpet^b$

$$stpet_j^b = \sum_j \left(\sum_g (P1_{g,j}^b \cdot (1 - fp_g^b) - P2_{g,j}^b) \right) \quad (3.3)$$

10. Calcular la potencia total ptb por bloque suministrada por generadores no *MGNC*
11. Sumar los costos de peajes de los bloques pertenecientes a cada año, para poder entrega resultados por año y no por bloque

Luego de realizar estos cálculos, el programa entrega los siguientes outputs:

Outputs de cálculo de prorratas

Son tres los outputs del cálculo de prorratas que son utilizados en la estimación de peajes:

- El valor TBB_m^b para todas las barras del SIC y todos los bloques simulados
- Factor proporcional único fpu^b para todos los bloques simulados
- La suma del pago exento de tramos $stpet^b$ para todos los tramos
- Potencia total generada por generadores no *MGNC*, ptb , para todos los bloques

Outputs de cálculo de peajes

Los outputs del cálculo de peajes son cuatro:

- El valor que debe pagar el generador g por el tramo j en el año y
- El valor que debe pagar la empresa e por el tramo j en el año y
- El valor total que debe pagar el generador g en el año y
- El valor total que debe pagar la empresa e en el año y

Supuestos en la metodología

El cálculo de prorratas y peajes tiene dos supuestos importantes:

- Debido a que no hay claridad de la manera en que se pagarán los sistemas de transmisión una vez realizada la interconexión, se tomó el supuesto de que ésta se realice, cada sistema interconectado pagará sólo por su sistema de transmisión troncal.
- Se supuso que el AIC del SIC no cambiaría en el horizonte de estudio
- A pesar de que $Peajes = VATT - IT$, los cálculos se realizan considerando el monto total del $VATT$ (aunque la rutina programada permite también considerar el IT). Esto se hizo de esta manera debido a que tomando en consideración las reliquidaciones mensuales, es el monto que más se aproxima a lo que deben finalmente terminan pagando las empresas.

Al estimar peajes de transmisión troncal con esta herramienta se debe tener en cuenta y precaución con los siguientes puntos:

- La estimación no considera el posible cambio producido por la central en el costo marginal o en los flujos por las líneas

- La potencia instalada de la central debe ser mucho menor al total de la potencia instalada en el sistema.

3.3.2. Estimación de peajes de transmisión troncal en sitio web

Para estimar el cálculo de peajes, se utiliza los outputs del cálculo de prorratas y un archivo que es subido por el usuario (para leer sobre el funcionamiento del sitio web, ver el capítulo 5) y que contiene las potencias P_b que espera generar la central en estudio para cada uno de los bloques simulados. Estos datos son suficientes para calcular cada uno de los tres componentes del pago que debe realizar la central g :

1. El primer componente $P1_g^b$ se calcula multiplicando el factor TBB_m^b por la potencia P_b que la central generaría en el bloque b y por el fp_g de la central:

$$P1_g^b = TBB_m^b \cdot \frac{P_b}{P_m} \cdot fp_g \quad (3.4)$$

2. El segundo componente se calcula si es que la central es *MGNC* y se obtiene multiplicando la suma de TBB_m^b por la potencia inyectada por la central P_b en esa barra, por $(1 - fp_g)$ y por fp_{u_b}

$$P2_g^b = TBB_m^b \cdot P_b \cdot (1 - fp_g) \cdot fp_{u_b} \quad (3.5)$$

3. El tercer componente se calcula si es que la central no es *MGNC* y se obtiene multiplicando la suma del pago exento de lo tramos en el bloque b , $stpet^b$ por el porcentaje de energía inyectada por la central en este bloque:

$$P3_g^b = stpet^b \cdot \frac{P_b}{etb} \quad (3.6)$$

De esta manera, el pago de peajes en el bloque b para la central en estudio g es:

$$PT_g^b = P1_g^b + P2_g^b + P3_g^b \quad (3.7)$$

Como paso final, para cada año se suma el pago total para todos los bloques pertenecientes a este año, de manera de tener resultados anuales.

3.4. Validación de la metodología

Para validar la metodología de cálculo de prorratas y de peajes, se presenta un pequeño ejemplo que si bien no cumple con la condición de que la central generadora en estudio sea mucho menor al tamaño del sistema, si permite reconocer que el cálculo realizado por la rutina programada es correcto. El diagrama unilineal del ejemplo se puede ver en la figura 3.2 y se basa en un ejercicio de cálculo de peajes del libro Nom Lufke [2], pero con distintos datos.

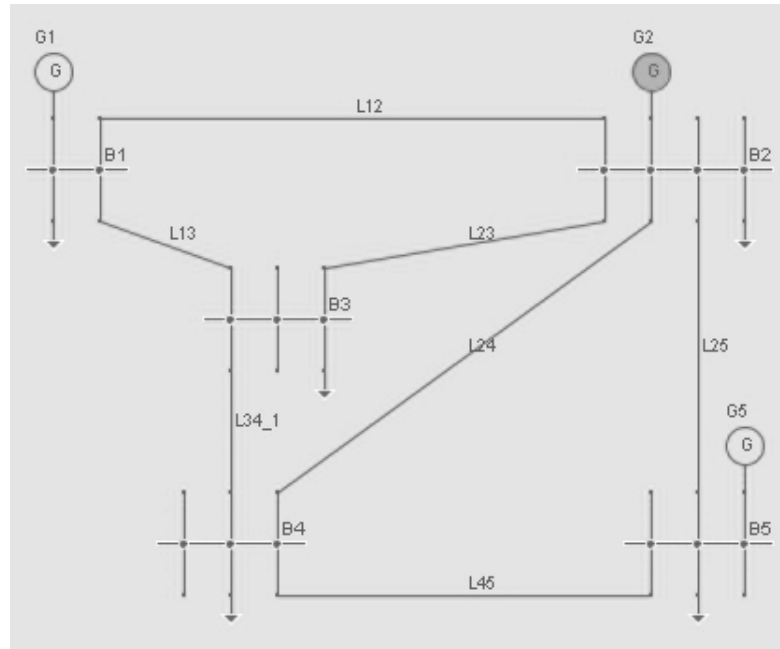


Figura 3.2: Diagrama unilineal del ejemplo

El sistema está compuesto por 7 líneas, cuyos datos se encuentran en la tabla 3.1. De estas líneas cabe destacar que:

- L12 y L13 son del área de influencia común (AIC)
- L23 y L24 están fuera del AIC, pero son del troncal y van hacia el AIC
- L25 y L34 están fuera del AIC, pero son del troncal y van desde el AIC
- L45 no pertenece al troncal.
- Cada tramo perteneciente al troncal tiene asignado un peaje anual igual a 10000 unidades monetarias

Con respecto a la generación, hay 3 generadores cuya información está en la tabla 3.2. De estos generadores, G1 es MGNC de potencia instalada $9MW$, por lo que tiene un fp igual a 0. El total de la potencia instalada es de $169MW$, correspondiente a un $CCEP = 9$, lo que representa un $5,323\%$, que al ser mayor al 5% implica que para esta topología el sistema tiene un fpu de $0,061$ (tablas 3.2 y 3.3).

La demanda del sistema se encuentra en la tabla 3.4.

Tabla 3.1: Impedancia y área de líneas

Línea	Z [pu]	Área
L12	0.060	AIC
L13	0.240	AIC
L23	0.180	toAIC
L24	0.180	toAIC
L25	0.120	fromAIC
L34	0.030	fromAIC
L45	0.240	-

Tabla 3.2: Potencia instalada y fp de cada central

Generador	Potencia instalada [MW]	fp
G1	9	0
G2	100	1
G5	60	1

Tabla 3.4: Demanda del sistema

Cargas	Potencia [MW]
Load 1	45
Load 2	25
Load 3	10
Load 4	60

Con los datos de la topología del sistema se obtiene la matriz de admitancia (tabla 3.5) y la matriz de GSDF del sistema (tabla 3.6).

Tabla 3.5: Matriz de admitancia del ejemplo

	1	2	3	4	5
1	20.833	-16.667	-4.167	0.000	0.000
2	-16.667	36.111	-5.556	-5.556	-8.333
3	-4.167	-5.556	43.056	-33.333	0.000
4	0.000	-5.556	-33.333	43.056	-4.167
5	0.000	-8.333	0.000	-4.167	12.500

Tabla 3.3: CCEP, porcentaje de potencia no generada por MGNC y fpu del ejemplo

CCEP	%Pot	fpu
9	5.32544	0.06111

Tabla 3.6: Matriz de GSDF

	B1	B2	B3	B4	B5
L12	0.843	0.000	0.214	0.171	0.057
L13	0.157	0.000	-0.214	-0.171	-0.057
L23	-0.071	0.000	-0.357	-0.286	-0.095
L24	-0.057	0.000	-0.286	-0.362	-0.121
L25	-0.029	0.000	-0.143	-0.181	-0.727
L34	0.086	0.000	0.429	-0.457	-0.152
L45	0.029	0.000	0.143	0.181	-0.273

El horizonte de modelación de este sistema es de 2160 horas, distribuidas en 3 bloques (tabla 3.7). La duración de los bloques permite calcular el peaje que se debe pagar en cada bloque. Para este ejemplo se considera que existe sólo una condición hidrológica.

Tabla 3.7: Bloques

Bloque	Duración	Peaje/bloque
1	744	849.315
2	744	849.315
3	672	767.123

Del resultado del flujo de potencia se obtiene la generación por bloque de la tabla 3.8 y en la tabla 3.9 se muestra el flujo por las líneas y además el porcentaje del peaje de estas líneas que le corresponde pagar a los generadores.

Tabla 3.8: Potencia generada por bloque

Bloque	G1	G2	G3	G4	G5	Total	Total no MGNC
1	9	91.57	0	0	60	160.57	151.57
2	9	61.37	0	0	60	130.37	121.37
3	9	91.71	0	0	30	130.71	121.71

Tabla 3.9: Flujo por líneas

Bloque	L12	L13	L23	L24	L25	L34	L45
1	-37.5	1.5	14.46	12.9	6.47	-9.18	-6.41
2	-20.63	4.63	13.02	11.75	5.9	-7.48	-5.84
3	-22.35	6.35	15.9	15.39	27.99	-3.48	-5.67
%	80	80	100	100	0	100	0

Con todos estos datos, se calcula el *TBB*, el total de potencia no MGNC, la suma exenta de pago tramos y la energía total por nodo (tabla 3.10), que son los parámetros utilizados para realizar la estimación.

Tabla 3.10: Parametros usados para la estimacion

TBB	Total no MGNC	stpet	Total nodo
375.94	151.57	352.963	9.000
359.95	121.37	337.954	9.000
250.54	121.71	235.226	9.000

Para este sistema y horizonte de simulación se realizará una estimación de costo de peajes para una central que espera estar en instalación en el comienzo del bloque 1. La central tiene una potencia instalada de $15MW$ ($fp = 0,545$) y espera inyectar al sistema la siguiente potencia por bloque:

Tabla 3.11: Potencia inyectada por bloque

Bloque	Potencia inyectada [MW]
1	8
2	12
3	5

De esta manera, utilizando la potencia inyectada por bloque y los parámetros de la tabla 3.10 se obtiene que la central deberá pagar 546,455 unidades monetarias en el horizonte de modelacion, distribuidos por bloque como se muestra en la tabla 3.12.

Tabla 3.12: Resultados

Bloque	P1	P2	P3	Total
1	182.273	9.282	0	191.555
2	261.782	13.332	0	275.114
3	75.920	3.866	0	79.786
				546.455

3.5. Casos de estudio

Utilizando el estimador de peajes, se estimará el costo de peajes de transmisión troncal que debería pagar una central solar fotovoltaica de $25MW$ en las barras Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220, entrando en operación en el 2016.

Este análisis se realizará ante dos situaciones:

- Se lleva a cabo la interconexión SIC-SING en el tramo Mejillones - Cardones de 500 kV al año 2020
- No se realiza la interconexión SIC - SING en el periodo 2015 - 2024

Por un lado, el estudio permitirá mostrar una de las maneras en que un usuario del estimador puede utilizar los resultados obtenidos en el sitio web y por el otro permitirá analizar algunos procesos y resultados que se utilizan en la estimación de peajes, pero que el usuario no ve, y que permiten entender aspectos relacionados con el cálculo de peajes de transmisión troncal.

3.6. Bases de cálculo

Para llevar a cabo el estudio se requiere de información sobre la central solar a modelar y sobre el sistema eléctrico. Estos datos se muestran a continuación:

3.6.1. Potencia central solar

El costo de peajes de transmisión troncal se estimará para una central solar de $25MW$ de potencia instalada, que puede ser instalada en la barra Diego de Almagro 220 o Pan de Azúcar 220. La potencia por bloque que generaría la central a partir del 2016 que se obtiene como salida del PLP, se muestra en la figura 3.3 y que se encuentra detallada en las tablas 6.1 y 6.2 respectivamente en el anexo.

3.6.2. Información del sistema eléctrico

Para simular ambos casos de estudio, se utilizó como fuentes el IPLP de la programación semanal de octubre del 2014 del CDEC-SIC, las bases de cálculo del informe técnico definitivo de precio de nudo de octubre de 2014 de la CNE [56] [57] y además datos provenientes de estudios realizados por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

A continuación se detalla los datos utilizados:

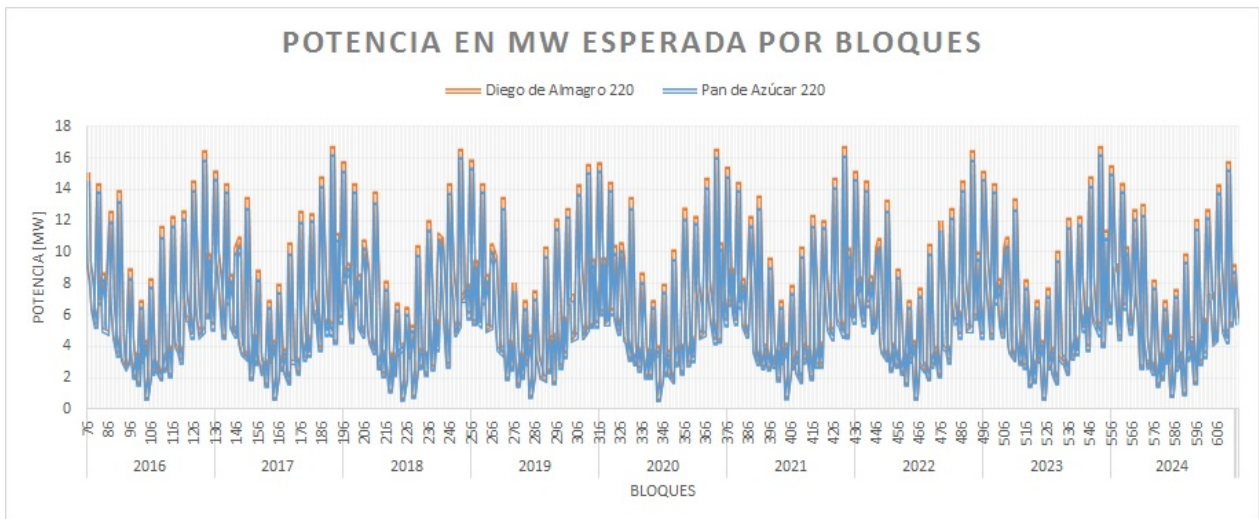


Figura 3.3: Potencia esperada en MW por bloque en barras Pan de Azúcar 220 y Diego de Almagro 220 para el periodo 2016 - 2024

Barras

La modelación utilizó un total de 164 barras para el SIC y de 49 barras para el SING, contemplando niveles de tensión desde 66 kV hasta 500 kV.

Demanda

La demanda utilizada y las tasas de crecimiento de ésta son las del informe técnico definitivo de fijación de precios de nudo de corto plazo de octubre de 2014 para el SIC [56] y para el SING [57], lo que se puede ver en la tablas 3.13 y 3.14.

Descripción por etapas

El estudio modela desde octubre de 2014 hasta abril del 2025, contemplando una etapa por mes y cinco bloques por etapa, obtenidos directamente con IPLP.

Parque generador

El parque generador del SIC incluye las centrales existentes en el sistema, el programa de obras en construcción (tabla 3.15) y el programa indicativo obras de la CNE (tabla 3.16) presentes en el el informe técnico definitivo de fijación de precios de nudo de corto plazo de octubre de 2014 para el SIC [56]. El parque generador del SING incluye centrales existentes, en construcción y planificadas, cuya fuente son estudios previos del Centro de Energía de la Universidad de Chile.

Tabla 3.13: Demanda SIC, SING y total sistemas

Previsión de demandas [GWh]			
Año	SIC	SING	Total
2014	48865	15605	64470
2015	51132	16642	67774
2016	53697	17710	71407
2017	56453	18815	75268
2018	59095	19977	79072
2019	61570	21156	82726
2020	63948	22394	86342
2021	66360	23685	90045
2022	68775	25020	93795
2023	71233	26414	97647
2024	73721	27814	101535
2025	76162	29218	105380

Stock de embalses

Las cotas iniciales para los embalses modelados se muestran en la tabla 3.17.

Tabla 3.17: Stock de embalses

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Laguna del Maule	2158.08
Cipreses	130915
Pehuenche	641
Embalse Colbún	425.11
El Toro	1314.73
Embalse Rapel	104.29
Canutillar	228.76
Embalse Ralco	712.62
Embalse Pangué	508

Sistema de transmisión

El sistema de transmisión modelado incluye las obras existentes del SIC y el programa de obras en construcción (tablas 3.18 y 3.19) presentes en el el informe técnico definitivo de fijación de precios de nudo de corto plazo de octubre de 2014 para el SIC [56]. El sistema de transmisión del SING incluye tramos existentes, en construcción y planificados, cuya fuente son estudios previos del Centro de Energía de la Universidad de Chile.

Tabla 3.14: Tasa de crecimiento de demanda para SIC y SING

Tasa de crecimiento de demanda [%]		
Año	SIC	SING
2014	3.6 %	2.2 %
2015	4.6 %	6.6 %
2016	5.0 %	6.4 %
2017	5.1 %	6.2 %
2018	4.7 %	6.2 %
2019	4.2 %	5.9 %
2020	3.9 %	5.8 %
2021	3.8 %	5.8 %
2022	3.6 %	5.6 %
2023	3.6 %	5.6 %
2024	3.5 %	5.3 %
2025	3.3 %	5.0 %

Recurso disponible para centrales eólicas y solares

Para modelar el recurso disponible para centrales eólicas y solares se utilizó 37 polos de generación, de los cuales 18 son de generación eólica y 19 son de generación solar. Cada polo de generación tiene asociado un perfil de recurso solar o eólico y a cada central simulada se le asoció uno de estos perfiles según la tabla 3.20.

Hidrologías

Debido a limitantes computacionales, la simulación en PLP y DeepEdit utilizó 3 simulaciones obtenidas de manera aleatoria utilizando las 51 hidrologías.

Valor anual de los sistemas troncales

El VATT correspondiente a cada tramo del sistema troncal del SIC se obtuvo del informe de precio nudo del 2014 para los tramos existentes y de decretos y resoluciones del ministerio de energía publicados en el diario oficial para los tramos en construcción.

La tabla 6.3 que se encuentra en el anexo muestra estos valores, además de la fecha de entrada y el tramo asignado para las obras de transmisión que no son tramos.

Tabla 3.15: Obras de generación en construcción SIC

Fecha de entrada		Obras en construcción		
Mes	Año	Nombre	Potencia [MW]	Tecnología
Noviembre	2014	Punta Palmeras	45,0	Eólica
Noviembre	2014	Ucuquer II	11,0	Eólica
Noviembre	2014	Lautaro Comasa II	22,0	Biomasa
Noviembre	2014	Laja I	34,4	Hidro - Pasada
Noviembre	2014	Diego de Almagro FV	36,0	Solar Fotovoltaica
Noviembre	2014	Salvador FV	68,0	Solar Fotovoltaica
Noviembre	2014	Picoiquén	19,0	Hidro -Pasada
Noviembre	2014	Pulelfu	9,0	Hidro -Pasada
Noviembre	2014	Tal Tal Eólico	99,0	Eólica
Noviembre	2014	Los Hierros 02	6,0	Hidro -Pasada
Diciembre	2014	Lalackama	55,0	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2014	Chañares	35,0	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2014	Lleuquereo	1,8	Hidro -Pasada
Diciembre	2014	Talinay Poniente	61,0	Eólica
Diciembre	2014	El Pilar Los Amarillos	2,2	Solar Fotovoltaica
Enero	2015	Javiera	69,0	Solar Fotovoltaica
Marzo	2015	Lalackama 2	16,0	Solar Fotovoltaica
Abril	2015	La Montaña	3,0	Hidro -Pasada
Abril	2015	Los Guindos	132,0	Diesel
Mayo	2015	El Paso	60,0	Hidro -Pasada
Mayo	2015	Luz del Norte FV	141,0	Solar Fotovoltaica
Julio	2015	Itata	20,0	Hidro -Pasada
Julio	2015	Cordillera	50,0	GNL
Julio	2015	Guanaco Solar	50,0	Solar Fotovoltaica
Octubre	2015	Guacolda 05	139,0	Carbón
Octubre	2015	Pampa Solar Norte	90,6	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2015	Solar Conejo I	108,0	Solar Fotovoltaica
Junio	2016	Rio Colorado	15,0	Hidro -Pasada
Julio	2017	Ñuble	136,0	Hidro -Pasada
Julio	2017	CTM-3	243,2	GNL-Diesel
Febrero	2018	Las Lajas	267,0	Hidro -Pasada
Mayo	2018	Los Cóndores	150,0	Embalse
Diciembre	2018	San Pedro	144,0	Hidro - Pasada

Tabla 3.16: Plan indicativo de obras de generación SIC

Fecha de entrada		Plan indicativo		
Mes	Año	Nombre	Potencia [MW]	Tecnología
Enero	2018	Taltal CC GNL	120	GNL
Octubre	2019	Hidroeléctrica VII Región 02	20	Hidro - Pasada
Julio	2021	Central Des.For. VIII Región 01	9	Desechos Forestales
Julio	2021	Central Des.For. VII Región 03	10	Desechos Forestales
Enero	2022	Geotérmica Potrerillos 02	40	Geotermia
Enero	2022	Eólica IV Región 03	50	Eólica
Enero	2022	Eólica IV Región 02	50	Eólica
Enero	2022	Hidroeléctrica VII Región 03	20	Hidro - Pasada
Julio	2022	Eólica IV Región 05	50	Eólica
Julio	2022	Eólica IV Región 04	50	Eólica
Julio	2022	Eólica Concepción 05	50	Eólica
Julio	2022	Eólica Concepción 04	50	Eólica
Septiembre	2022	Geotérmica Potrerillos 01	40	Geotermia
Enero	2023	Geotérmica Calabozo 01	40	Geotermia
Enero	2023	Central Des.For. VII Región 01	15	Desechos Forestales
Enero	2023	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Hidro - Pasada
Enero	2023	Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Hidro - Pasada
Julio	2023	Eólica IV Región 08	50	Eólica
Enero	2024	Solar Carrera Pinto 01	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Solar Cardones 03	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Solar Cardones 02	100	Solar Fotovoltaica
Enero	2024	Eólica Chiloé 01	100	Eólica
Enero	2024	Eólica Charrúa 01	100	Eólica
Julio	2024	Solar Diego de Almagro 02	100	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2024	Solar Carrera Pinto 02	100	Solar Fotovoltaica
Diciembre	2024	Eólica IV Región 09	50	Eólica
Enero	2025	Eólica IV Región 01	50	Eólica
Enero	2025	Eólica Concepción 01	50	Eólica
Enero	2025	Central Des.For. VII Región 02	10	Desechos Forestales
Julio	2025	Solar Diego de Almagro 03	100	Solar Fotovoltaica
Julio	2025	Eólica Chiloé 02	100	Eólica
Julio	2025	Eólica Charrúa 02	100	Eólica
Septiembre	2025	Solar Carrera Pinto 03	200	Solar Fotovoltaica

Tabla 3.18: Obras de transmisión en construcción (líneas)

Fecha de entrada		Obras en construcción	
Mes	Año	Nombre	Potencia [MVA]
Septiembre	2015	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x 500 kV: primer circuito	1400
Octubre	2016	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	260
Enero	2016	Línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, tendido segundo circuito	1400
Febrero	2017	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	500
Noviembre	2017	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con secc. en S/E Carrera Pinto	290
Noviembre	2017	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x 220 kV: tendido del primer circuito	2x 290
Febrero	2018	Línea Charrúa - Ancoa - 2x 500 kV: primer circuito	1x1.700
Mayo	2018	Nueva Línea 2x 220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	1x 290
Mayo	2018	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	290
Octubre	2018	Nueva Línea 1x 220 kV A. Melipilla - Rapel	1x 290
Octubre	2018	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla	2x 290
Octubre	2018	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	2x 1.500
Enero	2018	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x 500 kV	2x 1.700
Enero	2018	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x 500 kV	2x 1.700
Enero	2018	Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV	2x 1.700
Febrero	2021	Línea 2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV	2x 290

Tabla 3.19: Obras de transmisión en construcción (subestaciones)

Fecha de entrada		Obras en construcción	
Mes	Año	Nombre	Potencia [MVA]
Marzo	2015	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Cardones 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV	-
Junio	2015	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico	-
Junio	2015	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV	-
Agosto	2015	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS	-
Septiembre	2015	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	-
Diciembre	2015	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	-
Noviembre	2015	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	-
Noviembre	2015	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	-
Noviembre	2015	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	-
Enero	2016	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	-
Octubre	2016	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	750
Noviembre	2016	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	-
Enero	2017	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	-
Enero	2017	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	-
Enero	2017	Seccionamiento completo en Subestación Rahue	-
Octubre	2017	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, S/E Alto Jahuel	750
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones 500/220 kV	750
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV	750
Enero	2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV	750
Marzo	2018	S/E Nueva Charrúa, Secc. líneas 2x500 kV Charrúa - Ancoa y Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	-

Tabla 3.20: Recurso disponible para centrales eólicas y solares

Nombre central	Polo de generación asociado
Chanares	solar_chanares
Conejo	solar_conejo
Diego_de_Almagro	solar_diego_de_almagro
ElSalvador	solar_el_salvador
Eolica_Chiloe_01	eolica_san_pedro
Eolica_Chiloe_02	eolica_san_pedro
Eolica_Concepcion_01	eolica_concepcion_01
Eolica_Concepcion_04	eolica_concepcion_04
Eolica_Concepcion_05	eolica_concepcion_05
Eolica_IV_Region_01	eolica_iv_region_01
Eolica_IV_Region_02	eolica_iv_region_02
Eolica_IV_Region_03	eolica_iv_region_03
Eolica_IV_Region_04	eolica_iv_region_04
Eolica_IV_Region_05	eolica_iv_region_05
Eolica_IV_Region_08	eolica_iv_region_08
Eolica_IV_Region_09	eolica_iv_region_08
EOLICA_LOS_CURUROS	eolica_los_cururos
Eolico_San_Pedro	eolica_san_pedro
Eolico_Taltal	eolica_taltal
lalckama	solar_lalckama
LLANO_LLAMPOS	solar_llano_llamos
Luz_del_Norte	solar_luz_del_norte
MONTE_REDONDO	eolica_monte_redondo
Punta_Palmeras	eolica_punta_palmeras
Solar_Cardones_02	solar_luz_del_norte
Solar_Carrera_Pinto_01	solar_san_andres
Solar_Carrera_Pinto_02	solar_san_andres
Solar_Carrera_Pinto_03	solar_san_andres
Solar_Carrera_Pinto_04	solar_san_andres
Solar_DiegodeAlmagro_01	solar_diego_de_almagro
Solar_DiegodeAlmagro_02	solar_diego_de_almagro
Solar_DiegodeAlmagro_03	solar_diego_de_almagro
Solar_DiegodeAlmagro_05	solar_diego_de_almagro
Solar_DiegodeAlmagro_06	solar_diego_de_almagro
SOLAR_JAVIERA	solar_diego_de_almagro
SOLAR_LOMAS_COLORADAS	solar_sdg
Solar_Ovalle_01	solar_sdg
SOLAR_PAMA	solar_sdg
SOLAR_SAN_ANDRES	solar_san_andres
Talinay_Poniente	eolica_talinay_poniente
Aguila_1-2	solar_aguila
Arica_Solar_1-2	solar_arica
CalamaSur	solar_calama_sur
Eolico_SING_I	eolico_sing_i
Eolico_SING_II	eolico_sing_ii
La_Huayca_1-2	solar_la_huayca
MariaElena	solar_maria_elena
Pozo_Almonte_3	solar_pozo_almonte
Quillahua_1-2-3	solar_quillahua
SanPedro1-4	solar_san_pedro
Solar_SING_I	solar_la_huayca
Solar_SING_II	solar_sing_ii
VALLE_DE_LOS_VIENTOS	eolica_valle_de_los_vientos
Wara_II	solar_wara

Capítulo 4

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados de los casos estudiados y el análisis correspondiente para éstos. Hay tres tipos de resultados:

- Factores utilizados en la estimación
- Costos totales de peajes de transmisión troncal por año para el periodo de simulación
- Costo total de peajes de transmisión troncal para el periodo separado por componente

4.1. Factores

En las figuras 4.1 y 4.2 se muestra el factor TBB por bloque que es utilizado en el cálculo de las componentes $P1$ y $P2$ en la estimación de peajes. El factor se muestra para la barra Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220 respectivamente y para cada una de éstas se muestra el resultado para el caso con interconexión y el caso sin interconexión SIC - SING.

Para ambas barras, en color azul se tiene el resultado para el caso con interconexión y en color naranja para el caso sin interconexión. En ambas figuras se puede notar que el factor es el mismo para ambos casos hasta el bloque 299, que es el bloque en el que ingresa la conexión SIC - SING. A partir de este bloque, en ambas barras se tiene una diferencia en el factor para cada caso. Al comparar el resultado para ambas barras se puede notar que el factor de la barra Pan de Azúcar 220 casi no sufre cambios, pero en cambio para la barra Diego de Almagro 220 se puede ver una clara diferencia en el resultado del factor TBB para los casos con y sin interconexión. Esto se verá claramente reflejado en los resultados de la estimación de peajes, con una mayor diferencia en los resultados de la estimación para la barra Diego de Almagro 220 que para la barra Pan de Azúcar 220.

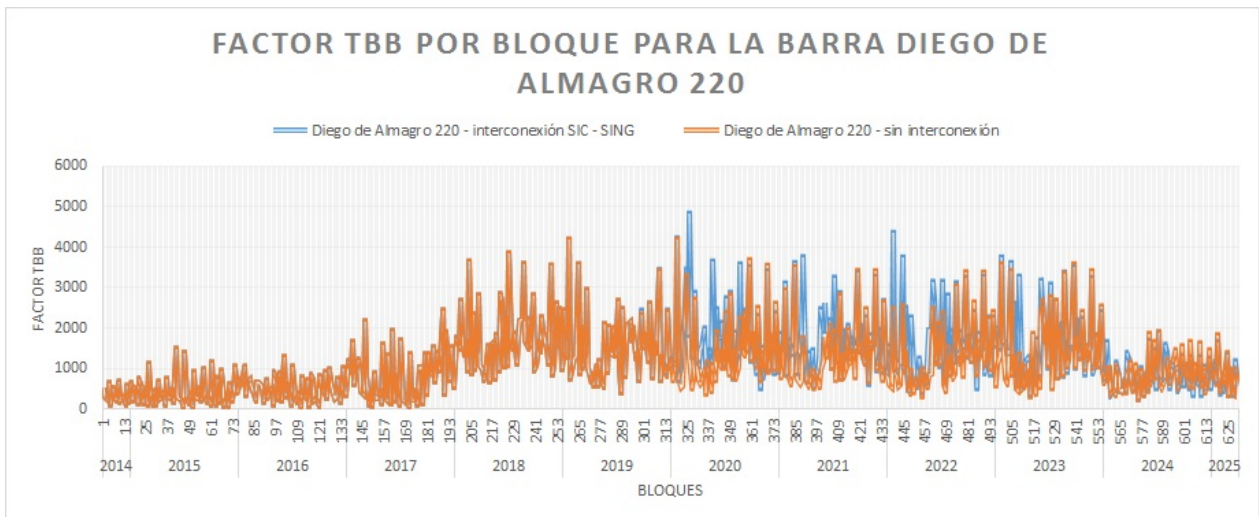


Figura 4.1: Factor TBB por bloque para la barra de Diego de Almagro

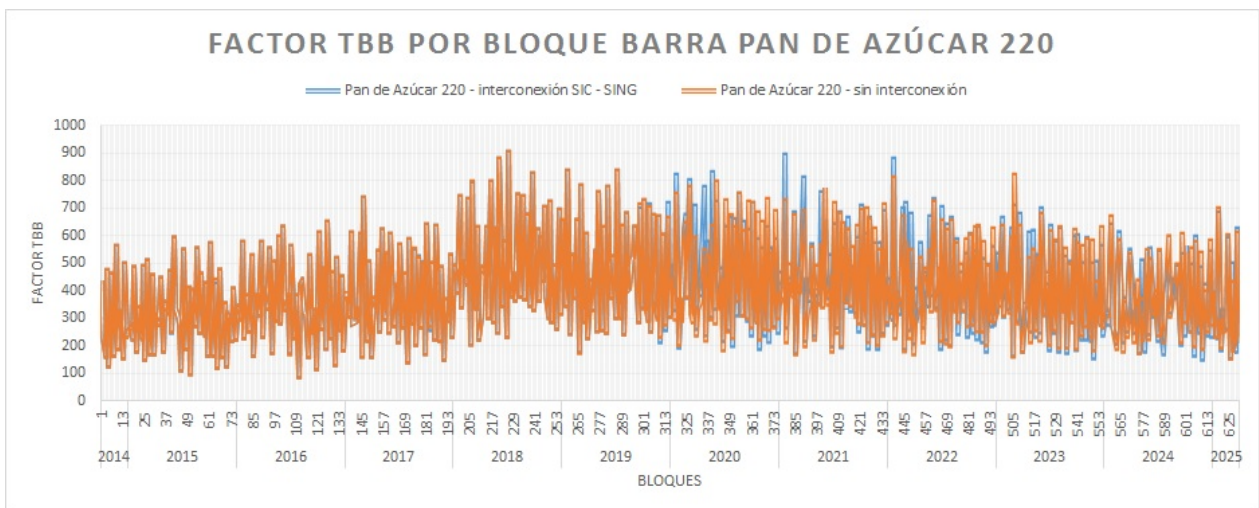


Figura 4.2: Factor TBB por bloque para la barra de Pan de Azúcar

En la figura 4.3 se tiene el resultado por bloque de la suma de pagos exentos a generadores *MGNC* para todos los tramos, *stpet*, factor que se utiliza para el cálculo de la componente *P3* en la estimación de peajes. El resultado se muestra para los casos con y sin interconexión en azul y naranja respectivamente.

De la figura se puede notar que no hay una gran diferencia para los dos casos simulados y que si bien en los primeros 100 bloques se puede ver un leve aumento y disminución del factor, en general en el periodo, el factor *stpet* se mantiene bastante constante para todos los bloques del periodo simulado. Este resultado se verá reflejado en el componente *P3* de la estimación de peajes y permitirá explicar el comportamiento de éste.

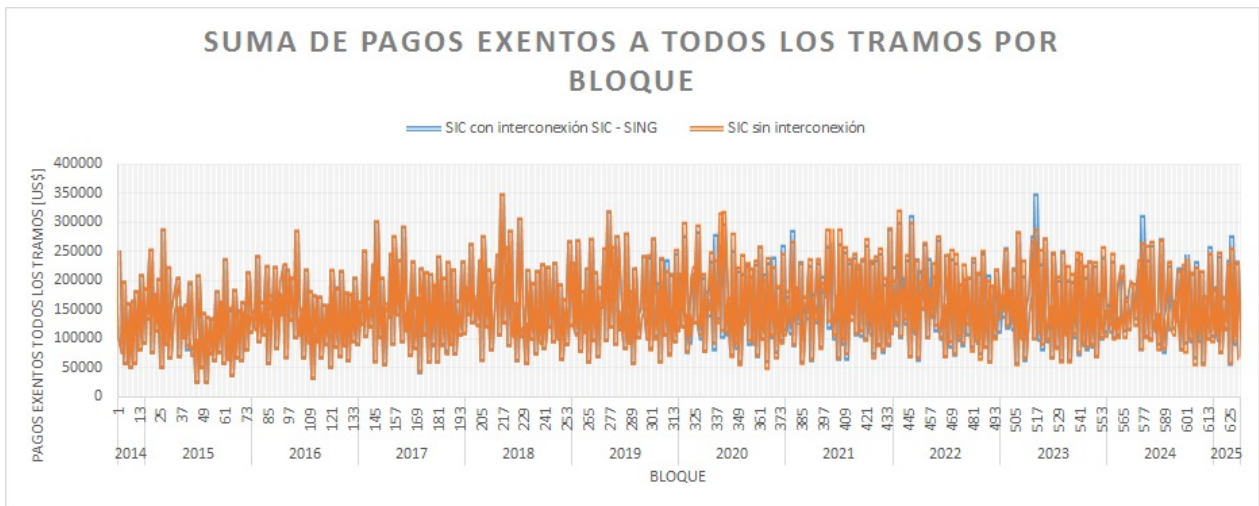


Figura 4.3: Suma de pagos exentos a todos los tramos por bloque

4.2. Costo total del periodo

Los resultados que muestran información sobre el costo total por año en el periodo para la central estudiada en las barras de Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220 para los casos con y sin interconexión SIC-SING se muestran en la tabla 4.1 y en figura 4.4.

Se puede ver una clara diferencia entre el costo total en el periodo en ambas barras, resultando en un costo total de peajes un 66 % más alto para la central en la barra Diego de Almagro 220 que en la barra Pan de Azúcar 220 en el caso con interconexión y un 63 % en el caso sin interconexión.

El menor costo de transmisión troncal en la barra Pan de Azúcar 220 con respecto a la barra Diego de Almagro 220 se puede explicar principalmente porque la primera se encuentra mucho más cercana a centros de consumo, lo que implica un menor uso del sistema de transmisión troncal.

Tal como el factor *TBB* lo anticipaba, para la barra Pan de Azúcar 220, el resultado por año y para el total del periodo es prácticamente el mismo para ambos casos, existiendo una diferencia del 1 % o de 12.694 USD en el periodo de 8 años estudiados. Se puede decir sin duda que la interconexión SIC - SING no tiene efecto alguno en el costo total que la central debería pagar si se conectara en la barra Pan de Azúcar 220.

El factor *TBB* mostraba que habría un cambio en la barra Diego de Almagro 220 al producirse la interconexión, lo que se puede notar en la gran diferencia en ambos casos en esta barra, teniéndose que la interconexión representaría un costo un 10 % o 503.281 USD mayor en el periodo de 8 años, si la central en estudio se conectara en la barra Diego de Almagro 220 y la interconexión se llevara a cabo.

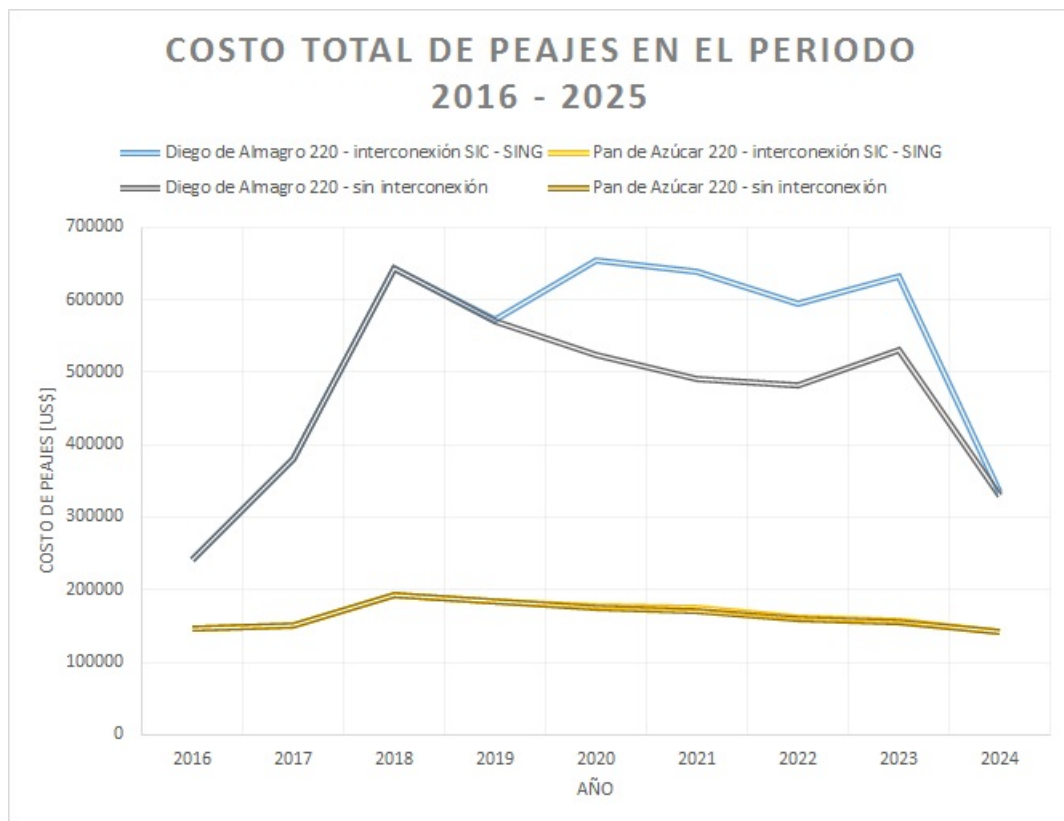


Figura 4.4: Costo total de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025

Para ambas barras en el caso sin interconexión y en el caso con interconexión en la barra Pan de Azúcar 220, se puede notar una tendencia a la subida hasta el año 2018 y luego una tendencia a la baja en el costo de peajes de transmisión troncal.

Esto se explica porque todos los tramos que se incluyen en el plan de obras del sistema de transmisión troncal, a excepción de uno, ya han entrado en funcionamiento al 2018, lo que significa que el costo total que se debe pagar anualmente por concepto de transmisión troncal va aumentando hasta el 2018 y a partir de este año se mantiene constante hasta que entra la línea 2x500 Pichirropulli - Puerto Montt energizada en 220 kV en febrero de 2021. Al aumentar el costo del sistema de transmisión troncal, es claro que cada año las centrales del sistema incurrirán en un mayor gasto de peajes.

A partir del 2018 el costo del sistema se mantiene prácticamente constante, pero como siguen entrando centrales generadoras al sistema, el costo se divide entre más actores, provocando la tendencia a la baja.

Esta tendencia a la baja no se tiene en el caso de la barra Diego de Almagro 220 con interconexión, ya que tal como se explicó, ésta provoca un mayor costo en la barra Diego de Almagro 220.

Los dos casos simulados en la barra Diego de Almagro 220 muestran varios cambios interesantes. Luego de la tendencia a la baja desde el año 2018, se puede notar que en el año 2022 y 2023 el costo sube y luego baja en el 2024. Esta barra también muestra que al ingresar

la conexión, la diferencia entre el caso con y sin interconexión es alta, pero con el paso de los años ésta va disminuyendo hasta ser prácticamente iguales en el 2024. Ésto puede indicar una estabilización de ambos sistemas luego de la interconexión, pero para tener certeza respecto a ésto, se necesitaría analizar más casos, lo que no es el objetivo de este trabajo.

Tabla 4.1: Costo total de peajes en miles de US\$ por año

Año	Diego de Almagro 220 - interconexión SIC - SING [miles de US\$]	Diego de Almagro 220 - sin interconexión [miles de US\$]	Pan de Azúcar 220 - interconexión SIC - SING [miles de US\$]	Pan de Azúcar 220 - sin interconexión [miles de US\$]
2016	240	240	147	147
2017	380	380	151	151
2018	644	644	192	192
2019	573	570	184	184
2020	665	524	178	175
2021	640	492	174	171
2022	594	482	163	160
2023	632	530	158	156
2024	334	329	142	142
Total	4996	4492	1695	1683

4.3. Costo por componente

En las tablas 4.2 y 4.3 y figura 4.5 se muestra los resultados para el costo total de peajes para el periodo separado por componente. Solamente se muestra las componentes $P1$ y $P3$ ya que la central estudiada no es MGNC y por lo tanto no debe pagar la componente $P2$.

Tabla 4.2: Costo de peajes en miles de dólares por componente para barras y casos

	Diego de Almagro 220 interconexión SIC - SING [miles de US\$]	Diego de Almagro 220 - sin interconexión [miles de US\$]	Pan de Azúcar 220 - interconexión SIC - SING [miles de US\$]	Pan de Azúcar 220 - sin interconexión [miles de US\$]
P1	4896	4393	1600	1588
P2	0	0	0	0
P3	100	99	95	94
Total	4996	4492	1695	1683

En todos los casos, la componente $P3$ es bastante baja en comparación a $P1$, representando para ambos casos un 2% en la barra Diego de Almagro 220 y un 6% en la barra Pan de

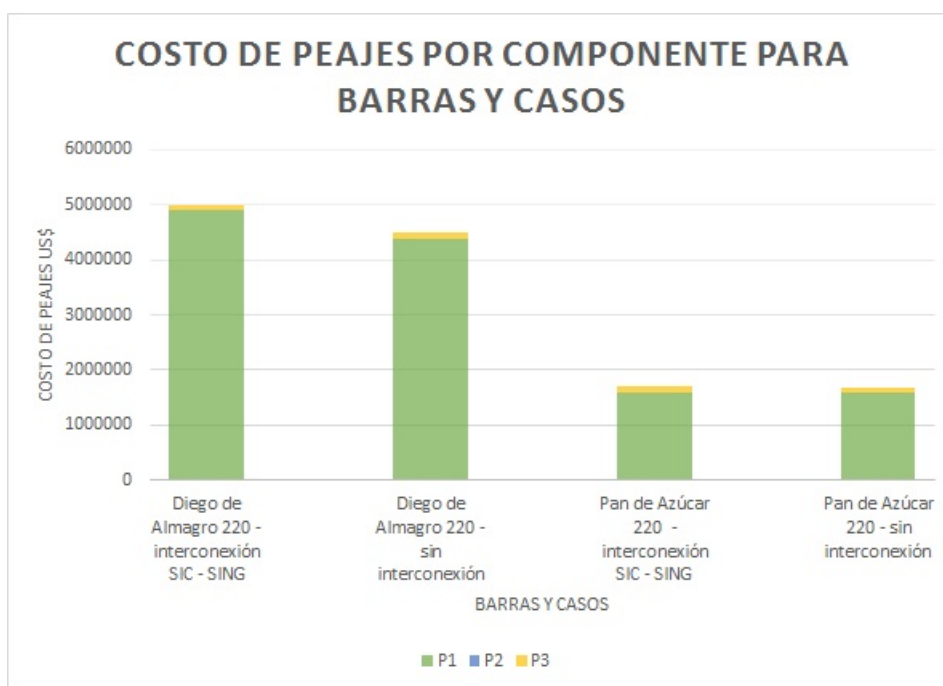


Figura 4.5: Costo de peajes por componentes para barras y casos

Tabla 4.3: Porcentaje del costo total de cada componente para barras y casos

	Diego de Almagro 220 - interconexión SIC - SING	Diego de Almagro 220 - sin interconexión	Pan de Azúcar 220 - interconexión SIC - SING	Pan de Azúcar 220 - sin interconexión
P1	98 %	98 %	94 %	04 %
P2	0 %	0 %	0 %	0 %
P3	2 %	2 %	6 %	6 %
Total	100 %	100 %	100 %	100 %

Azúcar 220. Esto es un resultado esperado, ya que la componente *P3* representa el pago que deben realizar los generadores no MGNC debido a lo que les fue eximido a los MGNC. Este monto tiene el techo de un 5% de la *CCEP* y por lo tanto no puede representar un gran porcentaje del total que pague una central.

El costo total por año que se ve en la figura 4.4 se puede ver separado en sus componentes *P1* y *P3* en las figuras 4.6 y 4.7 respectivamente. Tal como se puede apreciar en el histograma por componente, el costo es claramente dominado por el componente *P1*, haciéndolo la componente principal de pago de peaje de transmisión troncal.

En la figura 4.7 se puede ver que el costo se mantiene bastante constante en el tiempo, pero que tiene una tendencia a la baja. Esto se explica con los resultados de la figura 4.3 que mostraba que *stpet* se mantenía constante en el periodo y con el hecho de que el número de generadores aumenta y por lo tanto la componente *P3* debe disminuir.

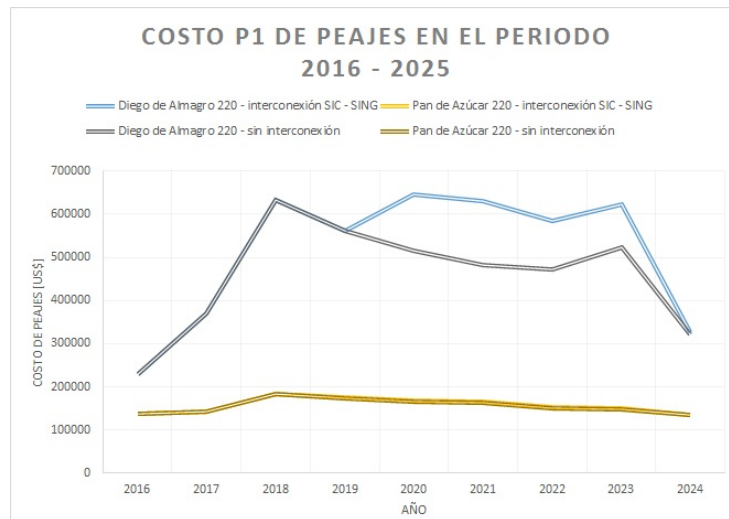


Figura 4.6: Costo P1 de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025

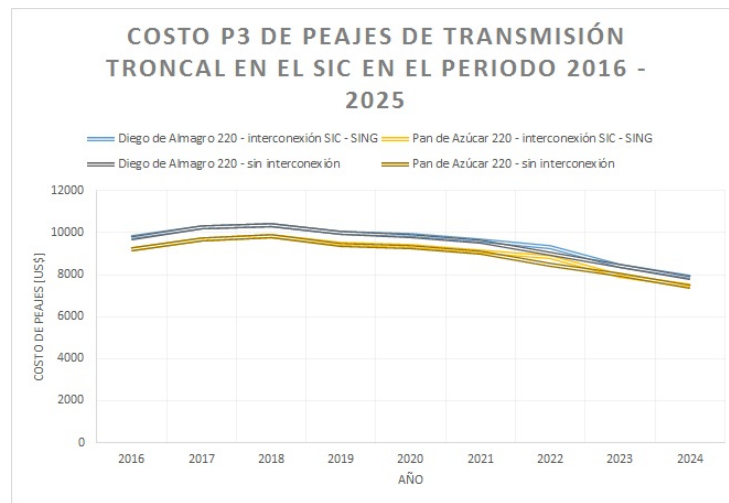


Figura 4.7: Costo P3 de transmisión troncal en el SIC en el periodo 2016 - 2025

4.4. Uso de resultados

Se ha mostrado una de las maneras en las que una empresa puede utilizar el estimador de peajes. Se ha analizado el costo en el que incurriría una central fotovoltaica de 25 MW si se conectara a las barras Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220. Éste es sólo uno de los resultados que permite obtener el explorador de peajes y por lo tanto el usuario del sitio podría comparar los resultados para más barras y distintas potencias esperadas, pudiendo hacer un análisis más completo que el mostrado que se adecue a sus necesidades.

Los resultados del explorador de peajes en conjunto con el explorador de peajes permiten tener una idea bastante clara de cómo se comportará el pago de peajes de transmisión troncal en el futuro y por lo tanto permiten analizar e incluir estos resultados en estudios de prefactibilidad de proyectos de generación en el SIC.

Capítulo 5

Implementación y uso de plataforma web

Uno de los objetivos de este trabajo es presentar los resultados obtenidos en las simulaciones en una plataforma web de acceso público, de manera que cualquier persona pueda acceder a estos datos y usarlos a su conveniencia.

A continuación se presenta el contenido que se muestra en la página web y el uso de la plataforma de parte del usuario. En el anexo se incluye una sección en la que se detalla el uso de la página web de parte del programador, de manera que se puedan incluir más casos de estudio.

5.1. Contenido

El contenido de la página se divide en cuatro partes:

- Estimador de peajes, que permite hacer una estimación de peajes que deberá pagar una central en cualquier barra del SIC en el periodo 2015-2024.
- Explorador de peajes, que permite tener acceso a variada información relacionada con el pago de peajes en el SIC en el periodo 2015-2024.
- Tarificación de la transmisión, que permite informarse sobre la tarificación de la transmisión troncal en Chile.
- Páginas adicionales, que sirven para complementar la información entregada en el Estimador y en el Explorador de Peajes.

A continuación se explica la implementación del explorador y del estimador de peajes, que son las partes del sitio que no son sólo texto.

5.2. Implementación

La plataforma se programa en base a Wordpress 4.0.1, debido a la facilidad que entrega para crear sitios web, permitiéndole al programador concentrarse casi en totalidad en el contenido que debe mostrar el sitio. Para el diseño del sitio se utiliza el template Rams [58].

Debido al uso de Wordpress, la programación del sitio se realiza en PHP y HTML, además de JQuery [59] para la ejecución de javascripts, los plugins Chart.js [60] para realizar gráficos y de Datatable [61] para mostrar tablas y MySQL [62] para el manejo de la base de datos.

La implementación del sitio consta de dos partes: la lógica del sitio y la base de datos.

5.2.1. Lógica del sitio

De las tres secciones, sólo dos constan de programación: el Estimador y el Explorador, que se explican a continuación:

5.2.2. Estimador

El estimador es programado en dos archivos principales:

- template-estimador.php
- estimador.php

El archivo template-estimador.php muestra el uso y funcionamiento del estimador de peajes y llama a los archivos casos.php y busbar.php que permiten elegir el caso y barras utilizados en la estimación.

El archivo estimador.php es llamado para realizar la estimación propiamente tal, utilizando la información de la barra y casos elegidos, además del archivo de potencias subido por el usuario, y luego la presenta en un gráfico y una tabla.

5.2.3. Explorador

El explorador consta de cuatro archivos principales en su programación

- explorador.php
- graficarpagodetramos.php
- graficar_empresa_o_generador.php
- graficatramo.php

El archivo `explorador.php` muestra información sobre el funcionamiento y uso del explorador de peajes y llama a los archivos `casos.php`, `tramos.php`, `year.php`, `companies.php`, `generator.php` para obtener la información que el usuario desea visualizar. Utilizando esta información llama a uno de los otros archivos principales para poder presentar los datos según el tipo de información que se desee ver. El archivo `estimar.php` se utiliza para hacer estimaciones de peajes de transmisión troncal para centrales futuras.

5.2.4. Base de datos

La base de datos del sitio consta de 21 tablas, que se dividen en 3 tipos:

- **Tabla de casos**, que se llama `casos` el nombre de los casos (`name`) y el id asociado a cada uno de éstos (`id`)
- **Tablas de componentes del sistema**, que son las tablas que contienen información de las barras, líneas, empresas, generadores y años y bloques simulados. Estas tablas son:
 - `busbar`
 - `companies`
 - `generators`
 - `lines`
 - `yearblock`
 - `prorrata`
 - `fpu`
 - `suma`
 - `energia`

Todas estas tablas contienen el nombre del elemento (`name`) y el id asociado a éste (`id`). La única excepción es la tabla `yearblock`, que contiene los años simulados (`year`) y el bloque inicial (`blockini`) y final (`blockfin`) que corresponde a cada año.

- **Resultados de casos**, que son las tablas que contienen la información obtenida por en las simulaciones y que es mostrada en gráficos y tablas de datos. Estas tablas son:
 - `ggdfic_year_empresa`
 - `ggdfic_year_generator`
 - `ggdfic_year_line_empresa`
 - `ggdfic_year_line_generator`

Estas tablas contienen el año (`year`), el id de empresa o generador (`generator` y `empresa` respectivamente) y el valor asociado (`valor`). Las tablas que en su nombre llevan la palabra 'line', además llevan el campo 'linea', que contiene el id de la línea asociada.

El nombre de estas tablas de componentes del sistema y de resultados de casos, están siempre seguidas por un número, que representa el caso al que corresponden, por ejemplo la tabla `'busbar1'` contiene la información de las barras del sistema para el caso 1 y la tabla `ggdfic_year_generator2` contiene la información del pago que debe realizar anualmente cada generador en el caso 2.

5.3. Uso de página web

A continuación se explica el uso de las tres partes principales del sitio:

1. Página de bienvenida
2. Estimador de peajes
3. Explorador de peajes

5.3.1. Página de bienvenida

Al ingresar a la página web, el sitio muestra una página de bienvenida que explica el objetivo del sitio y las funcionalidades de éste, además de un menú con acceso a las funcionalidades. Las figuras 5.1 y 5.2 muestran lo anteriormente mencionado.

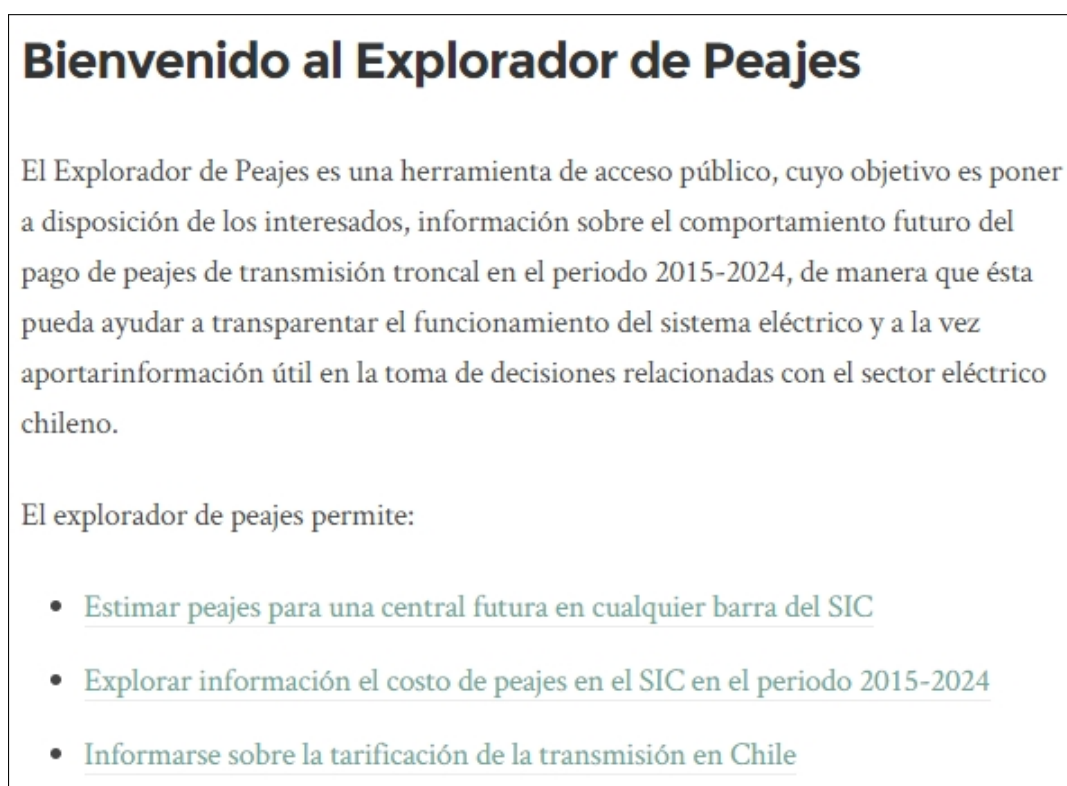


Figura 5.1: Página de bienvenida

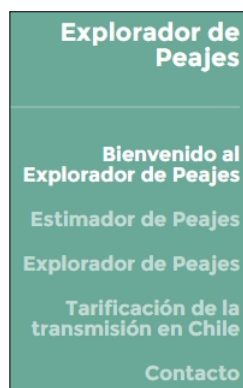


Figura 5.2: Menú del sitio

5.3.2. Estimador de peajes

Al ingresar al estimador de peajes, el usuario se enfrenta a una explicación de la funcionalidad del estimador tal como se muestra en la figura 5.3 y a los tres pasos que deben seguirse para utilizarlo y que se explican a continuación:

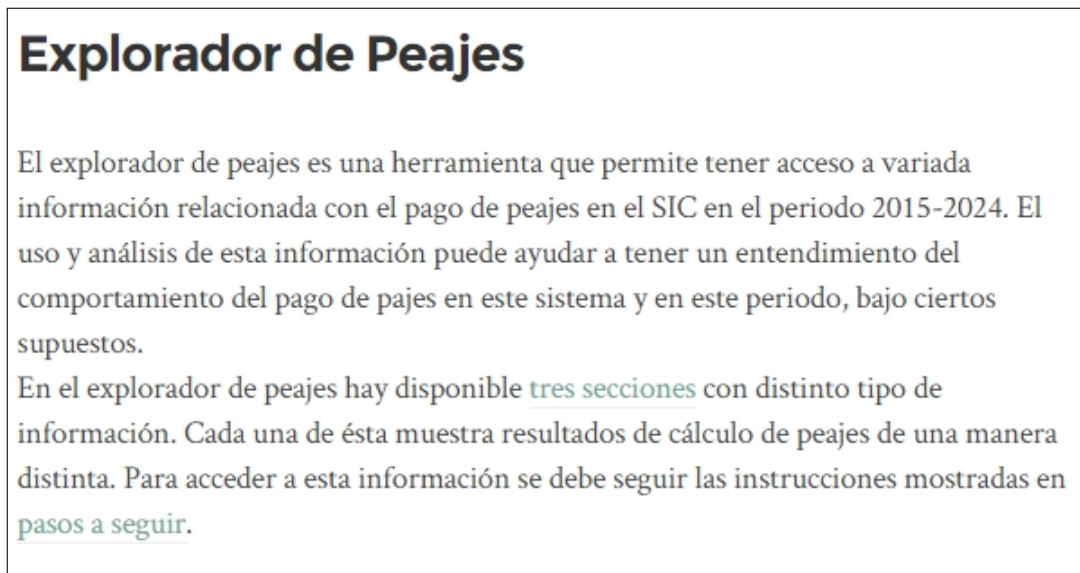


Figura 5.3: Bienvenida del Estimador de peajes

Paso 1: Subir un archivo de potencias

El estimador de peajes permite hacer una estimación del costo de peajes que deberá pagar una central, tomando como input información que entrega el usuario acerca de la producción esperada de esa central.

Es por esto que el primer paso para realizar una estimación es que el usuario cargue un archivo que contenga estos datos. Para hacer esto debe utilizar el cargador, haciendo click en

'Seleccionar archivo', eligiendo el archivo que desea subir y finalmente hacer click en 'upload' para completar la carga de éste tal como se ve en la figura 5.4.



1. Subir archivo de potencias

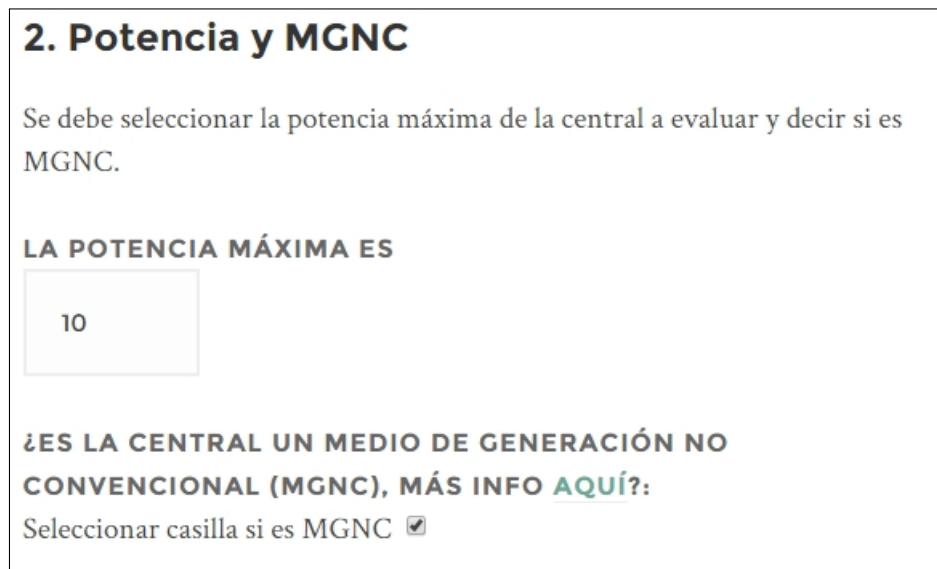
Utilizando el formulario a la derecha, se debe subir al sitio un archivo .csv con información sobre la potencia que espera generar la central en el periodo. Para tener más información sobre el formato y el contenido del archivo .csv, hacer click [aquí](#).

Seleccionar archivo Ningún archivo seleccionado **upload**

Figura 5.4: Paso 1: Subir archivo de potencias

Paso 2: Elegir potencia de la central

El segundo paso es elegir la potencia de la central e indicar si ésta es un medio de generación no convencional, tal como se ve en la figura 5.5.



2. Potencia y MGNC

Se debe seleccionar la potencia máxima de la central a evaluar y decir si es MGNC.

LA POTENCIA MÁXIMA ES

10

¿ES LA CENTRAL UN MEDIO DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (MGNC), MÁS INFO [AQUÍ](#)?:

Seleccionar casilla si es MGNC

Figura 5.5: Elegir potencia de la central

Paso 3: Seleccionar un caso

El tercer paso del estimador es escoger el caso que se desea simular. En la figura 5.6 se puede ver los dos casos que están cargados en el sitio y la manera en que se eligen. En este paso además se entrega un vínculo a una página con información sobre los casos simulados, de manera que el usuario pueda acceder a toda la información y supuestos utilizados para la estimación de peajes.

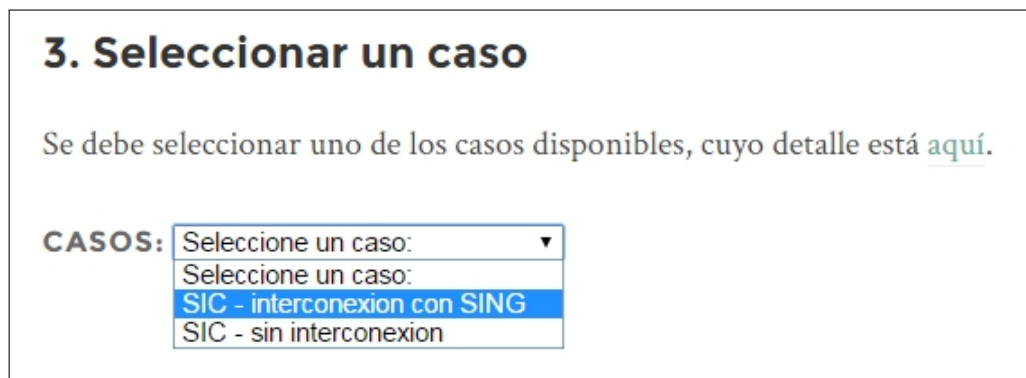


Figura 5.6: Paso 2: Seleccionar un caso

Paso 4: Elegir una barra

El cuarto y último paso es elegir la barra del sistema en la que se desea hacer la estimación. En la figura 5.7 se puede ver las barras que se puede seleccionar. En este paso además se muestra un mapa del SIC y se entregan vínculos al diagrama unilineal del caso simulado y al diagrama unilineal oficial del SIC, para que los usuarios que no están familiarizados con las barras del sistema, puedan tener una mejor idea de dónde se realiza la estimación.

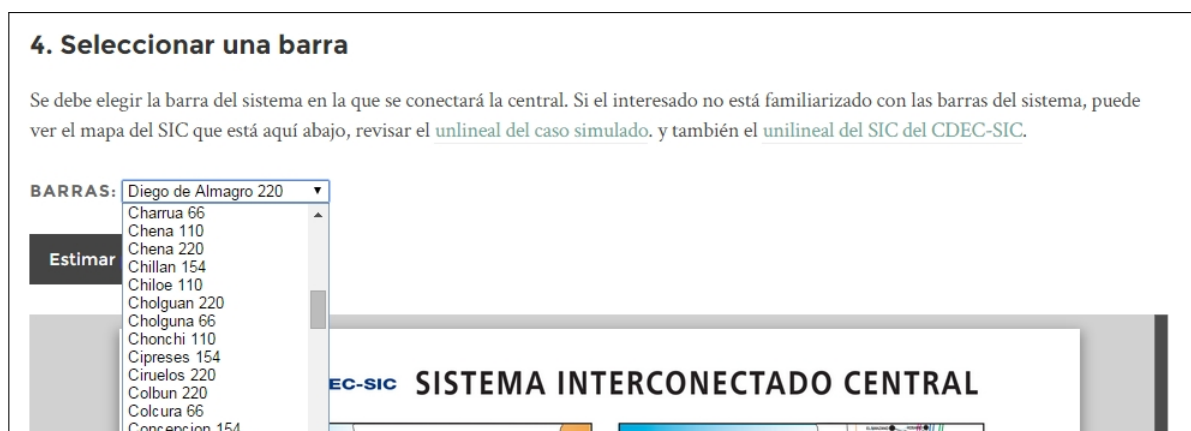


Figura 5.7: Seleccionar una barra

Resultados

Finalmente se debe hacer click en el botón 'Estimar Peajes', para que el sitio haga los cálculos correspondientes y muestre los resultados de la estimación en gráfico y una tabla, como se ve en la figura 5.8.

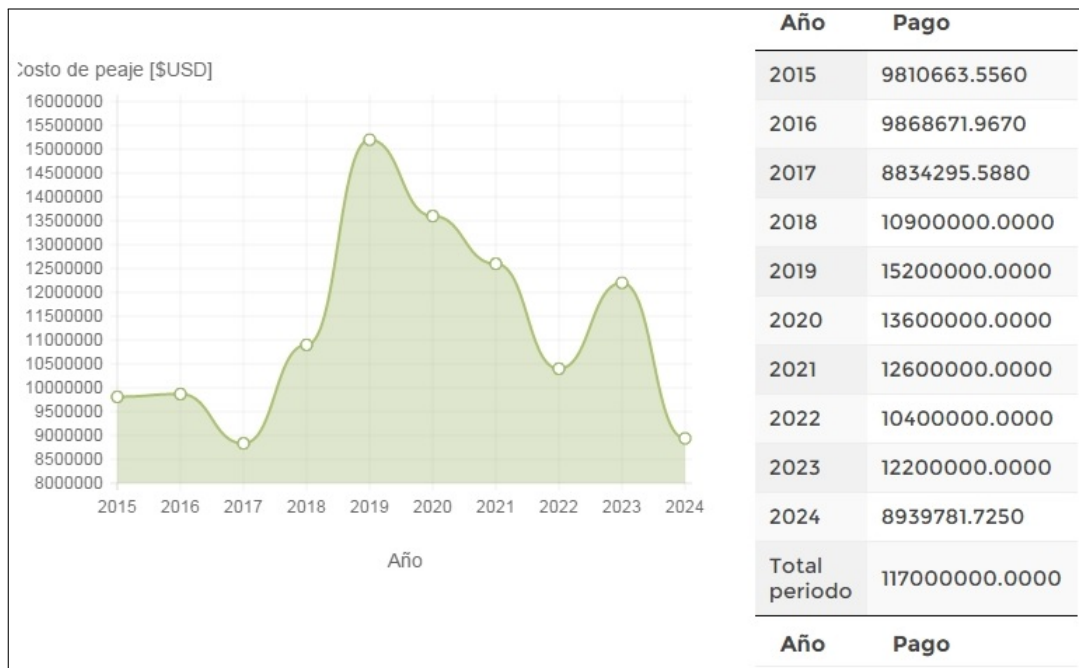


Figura 5.8: Resultado de estimación

5.3.3. Explorador de peajes

El explorador de peajes permite tener acceso a variada información relacionada con el pago de peajes en el SIC en el periodo 2015-2024. A continuación se muestra cómo utilizar esta herramienta.

Página de bienvenida

Al ingresar al explorador de peajes, el usuario se enfrenta a una explicación de la funcionalidad del explorador, tal como se muestra en la figura 5.9.

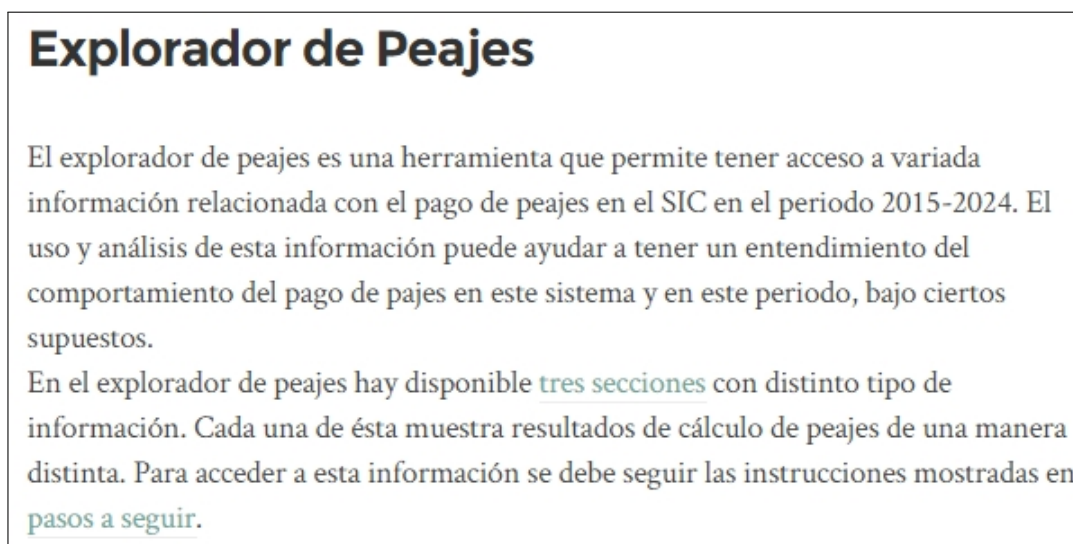


Figura 5.9: Bienvenida del explorador de peajes

Pasos a seguir

Luego de la bienvenida se muestra los pasos a seguir para utilizar el explorador, además de vínculos que tienen información sobre los casos disponibles y del mapa y diagramas unilineales para la gente que no esté familiarizada con el SIC. Esto se muestra en la figura 5.10.

Pasos a seguir

1. Elegir la sección a la que se desea acceder haciendo click en el link de ésta.
2. Seleccionar el caso para el que se quiere ver los resultados. El detalle de estos casos se encuentra disponible [aquí](#).
3. Finalmente seleccionar el tramo, año, empresa o central, según corresponda para cada sección. Si el interesado no está familiarizado con la topografía del sistema, puede recurrir al [mapa del SIC](#), al [unilineal oficial del SIC](#) y al [unilineal del sistema simulado](#).

Figura 5.10: Pasos a seguir para utilizar el explorador de peajes

Secciones

En esta parte se explica la funcionalidad de las tres secciones que componen el explorador de peajes y se entregan vínculos a éstas, tal como lo muestra la figura 5.11.

Secciones

- [Costo de peajes para una empresa o central generadora](#), que permite ver el costo que deberá pagar una empresa o una central del SIC en el periodo de simulación.
- [Distribución de pagos de un tramo por empresa o central generadora para un año en específico](#), que permite ver en qué proporción es pagada una línea por empresas o central generadora.
- [Pago de tramos en el tiempo](#), que permite ver cómo paga una empresa o una central un tramo en específico.

Figura 5.11: Secciones disponibles en el explorador de peajes

Sección 1: Costos de peajes para una empresa o central generadora

Esta sección permite visualizar el costo de peajes de transmisión troncal que deberá para una empresa o una central en el periodo 2015-2024. Para acceder a esta información, se debe seguir los siguientes pasos:

- Elegir un caso a simular
- Elegir la empresa o generador para la cual se quiere ver los resultados
- Hacer click en el botón para obtener los resultados

Los campos que se deben elegir se muestran en la figura 5.12. Finalmente se obtiene un gráfico y una tabla con los resultados, tal como se ve en la figura 5.13.

Costo de peajes para una empresa o central generadora

CASOS: SIC - interconexion con SING ▼

EMPRESA: Aes Gener ▼ GENERADOR: Seleccione un generador: ▼

Estimar peajes

Figura 5.12: Opciones de sección 1 del explorador de peajes

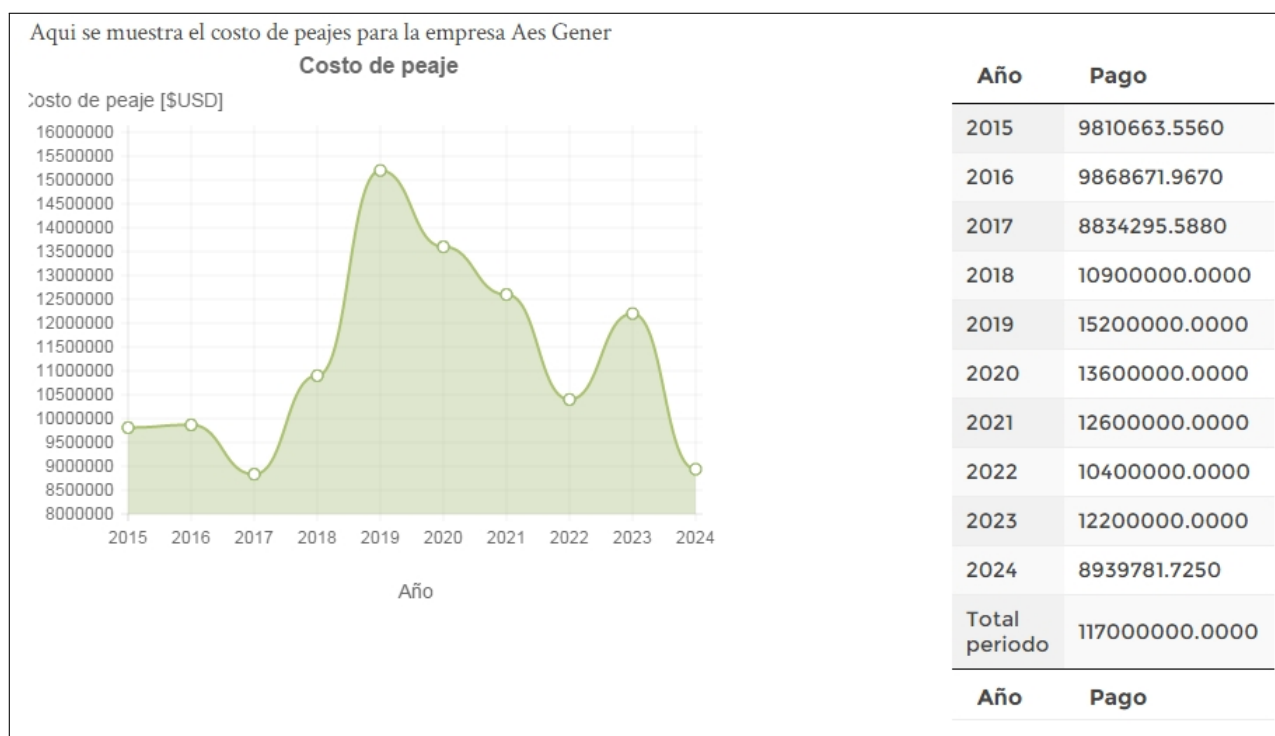


Figura 5.13: Resultados de la sección 1 del explorador de peajes

Sección 2: Distribución de pagos de un tramo por empresa o central generadora para un año en específico

Esta sección permite ver cómo en qué proporción pagarán las empresas o centrales generadoras un tramo del sistema de transmisión troncal en un año en específico. Para acceder a esta información, se debe seguir los siguientes pasos:

- Elegir un caso a simular
- Elegir el tramo
- Seleccionar un año
- Elegir si se desea tener este resultado para las empresas o los generadores del sistema
- Hacer click en el botón para obtener los resultados

Los campos que se deben elegir se muestran en la figura 5.14. Finalmente se obtiene un gráfico y una tabla con los resultados como el mostrado en la figura 5.15.

Distribución de pagos de un tramo por empresa o central generadora para un año en específico

CASOS: SIC - interconexion con SING ▼

TRAMOS: AJ-ER-CH / Alto Jahuel 220 - Chena 220 ▼

AÑO: 2017 ▼

¿QUIÉN?: Empresa ▼ **Estimar peajes**

Figura 5.14: Opciones de sección 2 del explorador de peajes

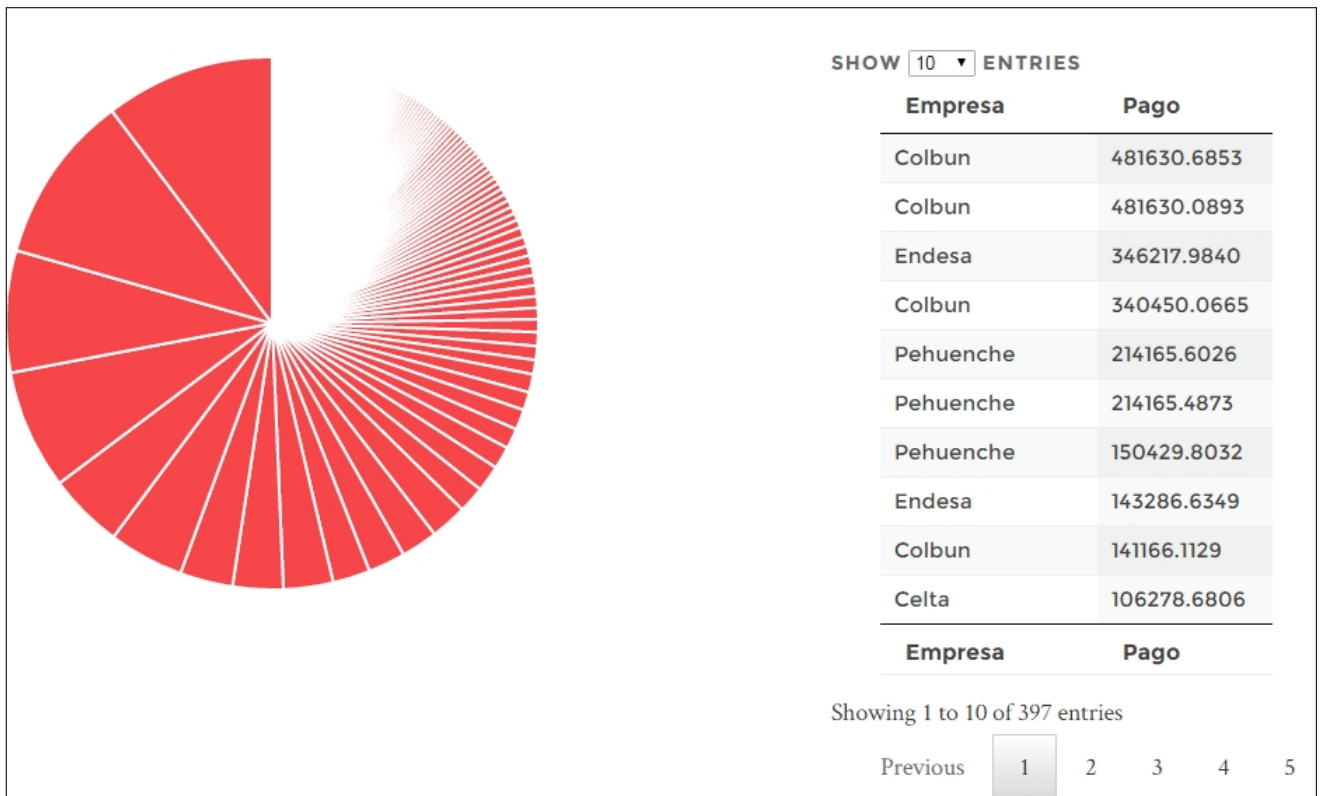


Figura 5.15: Resultados de la sección 2 del explorador de peajes

Sección 3: Pago de tramos en el tiempo

Esta sección permite visualizar el costo que pagará una empresa o generadora para un tramo en específico del sistema. Para acceder a esta información, se debe seguir los siguientes pasos:

- Elegir un caso a simular
- Elegir un tramo
- Elegir una empresa o un generador
- Hacer click en el botón para obtener los resultados

Los campos que se deben elegir se muestran en la figura 5.16. Finalmente se obtiene un gráfico y una tabla con los resultados, tal como se ve en la figura 5.17.

Pago de tramos en el tiempo

CASOS:

TRAMO:

EMPRESA:
GENERADOR:

Estimar peajes

Figura 5.16: Opciones de sección 3 del explorador de peajes

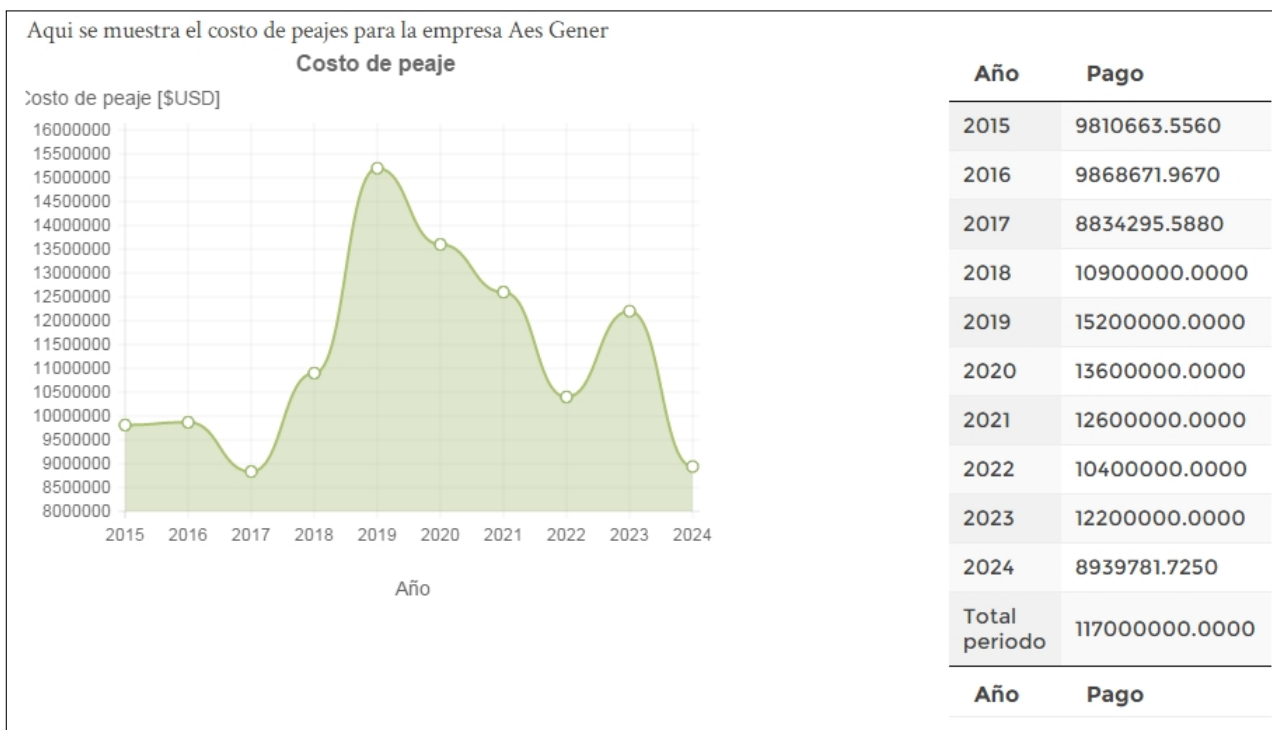


Figura 5.17: Resultados de la sección 3 del explorador de peajes

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo y el trabajo futuro propuesto.

6.1. Conclusiones

Se pudo programar exitosamente una rutina de cálculo en DeepEdit que permite calcular peajes de transmisión troncal a partir de resultados de simulación del sistema en PLP. Esta rutina también entrega resultados que permiten hacer estimaciones de peajes de transmisión troncal en cualquier barra del SIC. Ambos resultados utilizan la misma metodología que utiliza el CDEC-SIC en el cálculo de peajes y por lo tanto está acorde a la ley chilena.

Si bien el objetivo de este trabajo era poder estimar costos de peajes de transmisión troncal para centrales solares, los resultados que permiten estimar peajes permiten estimar este costo para cualquier tipo de central en cualquier barra del sistema.

Utilizando esta rutina de cálculo se obtuvo resultados de cálculo de peajes de transmisión troncal en el SIC para el periodo 2015-2024 para dos casos: SIC interconectado con el SING mediante el tramo Mejillones - Cardones 500 al 2020 y SIC sin interconexión en este periodo.

Estos resultados se publicaron en un sitio web gratuito y de acceso público especialmente diseñado para estos fines y que tiene dos partes principales:

- **Estimador de peajes**, que permite estimar el costo de peajes de transmisión troncal en el SIC para una central cualquiera que se conecte a este sistema
- **Explorador de peajes**, que permite visualizar estimaciones de costos de transmisión troncal para centrales y empresas del SIC

Utilizando el explorador de peajes, a modo de mostrar uno de los posibles usos del sitio web desarrollado, se estima el costo de peajes de transmisión troncal que debería pagar una central solar fotovoltaica de 25MW en las barras Diego de Almagro 220 y Pan de Azúcar 220.

Esta estimación muestra los siguientes resultados:

- El costo de peajes de transmisión troncal para esta central sería un 66 % más alto en Diego de Almagro 220 que en Pan de Azúcar 220 para el caso con interconexión y un 63 % más alto para el caso sin interconexión, lo que se puede explicar con el hecho de que Pan de Azúcar 220 está más cercano a centros de consumo que Diego de Almagro 220, lo que significa un menor uso de las redes de transmisión troncal.
- La interconexión no tiene efecto en el costo de peajes en la barra Pan de Azúcar 220, pero en caso de realizarse, en Diego de Almagro 220 ésta representaría un aumento del costo para la central solar de un 10 % o de 503.281 USD en el periodo de 8 años estudiado.

Este análisis se hace para dos barras y sólo un caso de potencias esperadas, pero los usuarios del sitio pueden estimar peajes para más barras y mas casos de potencia esperada, lo que sumado al uso del explorador de peajes, permite tener una idea bastante clara de como se comportará el pago de peajes de transmisión troncal en el futuro en el SIC, lo que puede ser incluido en estudios de prefactibilidad de proyectos de generación eléctrica en el SIC.

La programación de la rutina y el análisis del caso permite también entender algunos aspectos del costo de peajes de transmisión troncal:

El costo de peajes puede separarse en 3 componentes:

- *P1* Costo debido a prorratas calculadas
- *P2* Costo que deben pagar los generadores MGNC cuando la capacidad conjunta exceptuada de peajes *CCEP*, supera el 5 % de la capacidad instalada del sistema
- *P3* Costo que deben pagar los generadores no MGNC que corresponde a una repartición del pago exento a los generadores MGNC

De estos componentes, *P1* es el más importante y representa el mayor porcentaje del total de costo. En los costos estimados, para los casos con y sin interconexión éste representa un 98 % del costo de peajes de transmisión troncal de la central fotovoltaica en la Diego de Almagro 220 y un 94 % en la barra Pan de Azúcar 220.

Se espera que esta herramienta pueda ser un aporte real a derribar barreras de entradas relacionadas con el acceso a información y que pueda ser utilizada tanto por estudiantes para aprender sobre la tarificación de la transmisión en Chile como por empresas para realizar estudios de prefactibilidad de centrales.

6.2. Trabajo futuro

La única manera de que este trabajo pueda ser un aporte a derribar barreras de entrada relacionadas con el acceso a información en Chile es que el sitio web sea mantenido y ampliado en su contenido.

El contenido y funcionalidades del sitio puede ser ampliado de varias maneras:

En el corto plazo, se podría agregar más simulaciones de casos para que los usuarios puedan tener una mejor sensibilidad de los resultados obtenidos y también se podría agregar la posibilidad de estimar costos de peajes para el SING.

En el mediano a largo plazo, si la herramienta tiene una buena llegada, se podría ampliar a otro tipo de información, de manera de hacer estimaciones de otras variables interesantes del sistema eléctrico, como costos marginales, pago del sistema de subtransmisión, costo de venta de potencia y otros.

Si este sitio es mantenido y ampliado, podría convertirse en una fuente pública de información, que serviría para transparentar de gran manera el comportamiento del sistema eléctrico chileno, permitiendo así derribar barreras de entrada al sistema eléctrico.

Bibliografía

- [1] Generadoras de Chile A.G. Mercado electrico chileno. 2010. URL: http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Mercado-Electrico-Chileno-27_11.pptx.
- [2] Luis Vargas Díaz Christie Walter Brokering, Rodrigo Palma Behnke. *Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2008.
- [3] CDEC-SIC. Demanda real neta sic, anual 1985-2014. URL: <http://www2.cdec-sic.cl/>.
- [4] the free media repository Wikimedia Commons. File:tres capas.png. URL: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Tres_capas.PNG.
- [5] Peter Morville. User experience design, June 2004. URL: <http://semanticstudios.com/publications/semantics/000029.php>.
- [6] Systep. Editorial febrero systep. URL: <http://www.centralenergia.cl/2014/02/18/riesgos-para-el-desarrollo-de-proyectos-ernc-en-el-norte-del-sic/>.
- [7] CER. Información y documentos cer. URL: <http://cer.gob.cl/informacion-documentos/>.
- [8] Departamento de Geofísica Universidad de Chile. Explorador solar. URL: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>.
- [9] Departamento de Geofísica Universidad de Chile. Explorador eólico. URL: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [10] Ministerio de Bienes Nacionales. Ide chile - visor de mapas. URL: <http://www.geoportal.cl/Visor/>.
- [11] CNE. Mercado eléctrico chileno, cne. URL: <http://www.cne.cl/energias/electricidad/mercado>.
- [12] Ministerio de Energía. Objetivo ministerio de energía. URL: <http://www.minenergia.cl/ministerio/objetivos-y-funciones.html>.
- [13] CNE. Objetivo cne. URL: <http://www.cne.cl/institucional/quienes-somos>.

- [14] SEC. Objetivo sec. URL: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3395528&dad=portal&_schema=PORTAL.
- [15] CDEC-SIC. Sobre el cdec-sic. URL: <http://www2.cdec-sic.cl/sobre-cdec-sic/>.
- [16] Panel de Expertos. Función panel de expertos. URL: <http://www.panelexpertos.cl/site/la-instituci%C3%B3n.html>.
- [17] Generadoras de Chile A.G. Transmisión de energía eléctrica en Chile.
- [18] Jaime Larraín Andrés Inzunza. Análisis práctico de la expansión en el Sing y el Sic, como resultado de la legislación vigente. URL: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/technical/expand.html>.
- [19] Transelec. El negocio. URL: <http://www.transelec.cl/index.php/transelec/el-negocio/>.
- [20] CDEC-SIC. Informe de cálculo de peajes por el sistema de transmisión troncal año 2014. 2014.
- [21] Memoria de Ingeniera Civil Eléctrica Universidad de Chile de Daniela Soler Lavín. Efectos técnico-económicos en la operación del Sic por ingreso de centrales ernc, 2013.
- [22] Centro de Energía FCFM. Curso de capacitación software plp, fase entrada de datos - sección 1. *Curso de Capacitación Software PLP*, 2014.
- [23] Centro de Energía FCFM. Curso de capacitación software plp, [fase salida de resultados] archivos y filtro. *Curso de Capacitación Software PLP*, 2014.
- [24] Sistemas eléctricos cne. URL: <http://www.cne.cl/energias/electricidad/sistemas-electricos>.
- [25] CNE. Sobre el Sic. URL: <http://www.cne.cl/energias/electricidad/sistemas-electricos/343-sic>.
- [26] CDEC-SIC. *Anuario 2004-2013 CDEC-SIC*. 2014.
- [27] Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional cne, 2014, 2014. URL: <http://www.cne.cl/images/Capacidad%20instalada%20de%20generaci%C3%B3n.xls>.
- [28] Francisco Aguirre Leo. Industria y mercado eléctrico. *EL-6016 Análisis técnico económico del sector eléctrico chileno*, 2003.
- [29] CDEC-SIC. Operación real 2013 cdec-sic. 2014.
- [30] Ministerio de Energía. Objetivo ministerio de energía. URL: https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=1&contenido_id=000001.
- [31] CNE. Cdec-sic quienes somos. URL: http://www.cne.cl/storage/electricidad/Inf_Stx_CNE/ResEx250.pdf.

- [32] Memoria de Ingeniero Eléctrico Universidad Nacional de Colombia de Rubén Darío Montoya Ramírez. Herramienta para el apoyo de toma de decisiones de empresas comercializadoras/distribuidoras de energía, 2003. URL: https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fintranet.minas.medellin.unal.edu.co%2Findex.php%3Foption%3Dcom_docman%26task%3Ddoc_download%26gid%3D912%26Itemid%3D285&ei=KJWEU5rzBcHsoASw-YLIDA&usq=AFQjCNGMyHchsCHqxGRJobYpPeAesAbG0w&sig2=x01ptDa5dFI70uRzC_iXzw&bvm=bv.67720277,d.cGU&cad=rja.
- [33] Ministerio de Bienes Nacionales. Geoportal de Chile - catálogo nacional de información geoespacial. URL: <http://www.geoportal.cl/geoportal/catalog/main/home.page>.
- [34] Centro de Energía (CE-FCFM). Manual deep-editor 3.3. 2014.
- [35] Centro de Energía (CE-FCFM). Deepedit, plataforma orientada al objeto para la toma de decisiones en mercados eléctricos competitivos. URL: http://www.centroenergia.cl/ce-fcfm/?page_id=662.
- [36] Central Energía. URL: <http://www.centralenergia.cl/>.
- [37] Central Energía. Sobre central energía. URL: <http://www.centralenergia.cl/energia-chile/>.
- [38] Revista Electricidad. URL: <http://www.revistaei.cl/>.
- [39] Revista Electricidad. Newsletter revista electricidad. URL: <http://www.revistaei.cl/newsletter/>.
- [40] Valgesta. URL: <http://www.valgesta.com/>.
- [41] CER. Reporte cer. URL: <http://cer.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadisticas/>.
- [42] Generadoras de Chile A.G. URL: <http://generadoras.cl/>.
- [43] Generadoras de Chile A.G. Boletines. URL: <http://generadoras.cl/category/generacion-electrica/boletines/>.
- [44] Systep. URL: <http://www.systep.cl/>.
- [45] Systep. Reporte mensual del sector eléctrico chileno. URL: <http://www.systep.cl/reportes.php>.
- [46] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI). Atlas solar del Perú. URL: <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/>.
- [47] Ministerio de Minas y Energía del Perú. Atlas eólico del Perú. URL: <http://dger.minem.gob.pe/atlaseolico/PeruViento.html>.
- [48] Ministerio de Minas y Energía del Perú. Atlas eólico del Perú. URL: <http://dger.minem.gob.pe/atlaseolico/PeruViento.html>.

minem.gob.pe/AtlasEolico/atlaseolicolibro/presentacion.pdf.

- [49] Dirección General de Electrificación Rural Ministerio de Energía y Minas. Visor de mapas de electrificación rural. URL: <http://intranet2.minem.gob.pe/filegoogle/Electrificacionrural.html>.
- [50] Dirección General de Electrificación Rural Ministerio de Energía y Minas. Sistema de información geográfico - gis foner. URL: <http://sigfoner.minem.gob.pe/webgisfoner/default.aspx>.
- [51] Osinergmin Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. ¿qué es el osinergmin? URL: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/589.htm?5302>.
- [52] Osinergmin Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Reportes de mercado. URL: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/98.htm.
- [53] Tony Aguilar Amaya, Alejandro; Moens de Hase. Construcción y aplicación de un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sustentable del sector eléctrico colombiano. 2005. URL: <http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/b83b0fa7b4dd37cd032571460065fb8b?OpenDocument>.
- [54] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Sistema nacional de indicadores ambientales. URL: <https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=624&conID=916>.
- [55] Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Comité de seguimiento del mercado de energía mayorista. URL: <http://www.sui.gov.co/MEM/>.
- [56] Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo de corto plazo octubre de 2014 sistema interconectado central (sic). informe técnico definitivo. 2014.
- [57] Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo de corto plazo octubre de 2014 sistema interconectado del norte grande (sing). informe técnico definitivo. 2014.
- [58] Rams. URL: <https://wordpress.org/themes/rams>.
- [59] JQuery. URL: <http://jquery.com/>.
- [60] Chartjs. URL: www.chartjs.org.
- [61] Datatables. URL: www.datatables.net.
- [62] Mysql. URL: <http://www.mysql.com/>.
- [63] Wordpressrams. URL: <https://wordpress.org/>.
- [64] Memoria de Ingeniero Eléctrico Universidad de Chile de Ricardo Enrique Fuentes Mon-

- talvan. Herramientas de visualización de estudios de flujos de potencia para el apoyo a la toma de decisiones en sistemas eléctricos, 2005. URL: http://www.centroenergia.cl/literatura/memorias_tesis/Memoria%20Ricardo_Fuentes.pdf.
- [65] XM. Economic dispatch model of the colombian electricity system. 2009. URL: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Documents/XMDIALOG09.pdf>.
- [66] Ricardo Smith y William Angel Martha M. Gil. Análisis de inversión en pequeñas centrales hidroeléctricas. 2009. URL: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4405/1/AA3740.pdf>.
- [67] José Ignacio Escobar. Desafíos que enfrentan hoy las energías renovables en Chile. URL: <http://www.centralenergia.cl/2014/04/11/desafios-que-enfrentan-hoy-las-energias-renovables-en-chile/>.

Anexo

6.3. Tablas

A continuación se muestra algunas tablas que fueron utilizadas en el trabajo.

6.3.1. Potencia de central solar

En las tablas 6.1 y 6.2 se encuentra el detalle de la potencia por bloque de la central solar de $25MW$ analizada.

6.3.2. Valor anual de los sistemas troncales

En las tablas 6.3 a 6.13 se muestra el valor anual de los sistemas troncales considerado en este trabajo.

Tabla 6.1: Potencia esperada (en MW) por bloque en barra Diego de Almagro 220 para el periodo 2016 - 2024

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024								
76	15.0761	136	14.91728	196	15.47978	256	15.59816	316	15.4364	376	15.12794	436	14.94081	496	14.90037	556	15.26949
77	9.369853	137	10.06507	197	8.6875	257	5.861397	317	6.454779	377	7.129779	437	7.881618	497	9.742647	557	9.115809
78	8.156618	138	8.650368	198	9.063971	258	9.198162	318	9.343015	378	8.697426	438	8.169853	498	8.454412	558	9.120221
79	6.516176	139	6.126838	199	6.187868	259	5.717279	319	5.694853	379	6.327206	439	6.324632	499	6.221324	559	6.019485
80	5.653676	140	4.920221	200	4.660662	260	5.749265	320	5.740074	380	5.915809	440	5.823162	500	4.960662	560	4.862132
81	14.13309	141	14.13493	201	14.13493	261	14.13493	321	14.22978	381	14.18934	441	14.27022	501	14.13493	561	14.14926
82	7.295588	142	7.327206	202	7.327206	262	7.327206	322	6.543015	382	7.05	442	7.101103	502	7.327206	562	6.901471
83	8.4	143	8.361397	203	8.361397	263	8.361397	323	10.15772	383	8.080515	443	8.220221	503	8.080515	563	10.1136
84	5.246691	144	5.358088	204	5.358088	264	5.258088	324	5.964338	384	5.442647	444	5.271691	504	5.471691	564	5.880882
85	5.205147	145	5.053676	205	5.053676	265	5.443382	325	5.247426	385	5.053676	445	5.587132	505	5.053676	565	5.247426
86	8.208088	146	10.23272	206	10.49412	266	10.25772	326	10.31581	386	9.142279	446	10.23272	506	10.23272	566	7.474265
87	12.33529	147	10.66103	207	9.121691	267	9.70625	327	9.673529	387	12.04338	447	10.58971	507	10.66103	567	12.48051
88	7.191544	148	4.546691	208	5.178309	268	5.463971	328	4.668015	388	7.548529	448	4.465074	508	4.38125	568	7.326103
89	4.709926	149	3.691912	209	4.451838	269	3.990809	329	4.471324	389	3.773162	449	3.752941	509	3.791912	569	6.643015
90	3.815441	150	3.529779	210	4.061765	270	3.886765	330	3.529779	390	3.279779	450	3.529779	510	3.529779	570	2.989706
91	13.6761	151	13.25331	211	13.62904	271	13.24154	331	13.24743	391	13.28456	451	13.07721	511	13.16581	571	12.82353
92	4.691912	152	4.653676	212	6.925368	272	3.893382	332	4.276471	392	4.054044	452	4.166176	512	5.424265	572	4.621691
93	3.275735	153	2.201103	213	3.010294	273	2.210662	333	3.241176	393	2.995956	453	2.790074	513	3.218382	573	2.949632
94	2.864338	154	4.430882	214	3.485294	274	4.094485	334	3.685294	394	3.816176	454	3.940809	514	4.330147	574	3.030515
95	3.070221	155	3.25625	215	2.489338	275	2.86875	335	2.836765	395	2.880882	455	3.082353	515	3.038971	575	2.667647
96	8.663971	156	8.597059	216	7.845956	276	8.03125	336	8.381985	396	9.418382	456	8.704412	516	7.954044	576	8.001103
97	4.664338	157	3.600735	217	3.883824	277	3.750735	337	3.994485	397	4.341176	457	4.980882	517	3.939338	577	3.777206
98	2.36875	158	2.616544	218	1.418382	278	1.788971	338	2.332721	398	3.112132	458	2.623162	518	1.771691	578	1.809191
99	3.291176	159	2.880882	219	3.302206	279	3.298529	339	3.547426	399	3.512868	459	3.329779	519	2.884559	579	3.298529
100	1.902206	160	1.804779	220	2.548162	280	2.320221	340	2.386029	400	2.194118	460	1.860662	520	2.123529	580	2.286029
101	6.675368	161	6.675368	221	6.506985	281	6.6625	341	6.6875	401	6.675368	461	6.675368	521	6.675368	581	6.6625
102	3.463603	162	3.463603	222	3.900735	282	3.315441	342	3.530147	402	3.424632	462	3.463603	522	3.463603	582	3.345221
103	4.151838	163	4.151838	223	4.018015	283	4.502574	343	3.773897	403	3.975	463	4.151838	523	4.151838	583	4.432721
104	0.896691	164	0.896691	224	0.85	284	1.058824	344	0.808824	404	0.916912	464	0.896691	524	0.896691	584	1.075735
105	2.180147	165	2.180147	225	1.946324	285	2.180147	345	1.946324	405	2.335662	465	2.180147	525	2.180147	585	2.119485
106	8.052574	166	7.675735	226	6.231618	286	7.234559	346	7.729412	406	7.590809	466	7.404779	526	7.443382	586	7.382721
107	2.645956	167	2.879044	227	3.723897	287	3.481985	347	2.541176	407	2.964706	467	3.035662	527	2.990441	587	2.93125
108	2.986765	168	3.564338	228	5.075735	288	2.806985	348	3.505515	408	3.434559	468	2.748529	528	3.675735	588	3.365074
109	2.661765	169	2.446691	229	1.013235	289	2.15	349	2.340074	409	2.397794	469	2.783088	529	2.446691	589	3.505882
110	2.208824	170	1.963235	230	2.659926	290	2.030882	350	2.103309	410	2.103309	470	2.208824	530	1.963235	590	1.214338
111	11.40772	171	10.31691	231	10.17794	291	10.05	351	9.876103	411	10.11176	471	10.25515	531	9.829412	591	9.671691
112	2.815441	172	3.191176	232	3.003309	292	2.715441	352	3.159191	412	3.412868	472	3.107353	532	3.466912	592	3.513971
113	3.380147	173	3.202574	233	3.651103	293	4.414338	353	3.852574	413	3.947426	473	3.410662	533	3.202574	593	4.458088
114	3.717647	174	3.182353	234	3.615441	294	4.505515	354	3.977206	414	3.741912	474	3.739338	534	3.165074	594	4.476838
115	2.459926	175	2.612132	235	2.554779	295	1.937132	355	2.651103	415	2.290441	475	2.430147	535	2.657721	595	1.937132
116	12.03125	176	12.32316	236	11.74522	296	11.85	356	12.54926	416	12.08566	476	12.03125	536	11.96434	596	11.85
117	7.536765	177	6.7	237	6.238235	297	5.444118	357	6.236029	417	7.934559	477	7.454779	537	6.950368	597	5.237868
118	4.264338	178	3.608456	238	2.98125	298	3.077574	358	3.256618	418	3.175735	478	4.185294	538	3.689706	598	3.293382
119	3.840809	179	4.422794	239	5.436765	299	5.611397	359	4.370956	419	3.998162	479	3.946324	539	4.412868	599	5.548529
120	3.448529	180	3.964706	240	4.277574	300	3.870221	360	3.585662	420	3.185294	480	3.448529	540	3.989706	600	3.870221
121	12.38088	181	12.21949	241	10.97537	301	12.54559	361	12.025	421	11.76985	481	12.51581	541	12.02684	601	12.40699
122	7.580882	182	7.685662	242	10.84522	302	7.191912	362	8.135662	422	8.949265	482	7.137868	542	8.340441	602	7.45
123	5.997794	183	6.163235	243	7.697426	303	7.1625	363	6.970588	423	6.287868	483	5.940074	543	5.495588	603	7.366544
124	6.011029	184	6.230515	244	5.834559	304	4.696324	364	4.848162	424	5.224265	484	6.040074	544	6.230515	604	4.531985
125	5.092279	185	4.211397	245	3.1125	305	4.952206	365	5.110662	425	5.026838	485	5.092279	545	4.261397	605	4.704779
126	14.31434	186	14.51397	246	14.08824	306	14.00735	366	14.42316	426	14.44596	486	14.31434	546	14.57169	606	14.0636
127	8.813603	187	8.845588	247	8.941544	307	9.580147	367	8.275	427	8.801838	487	8.540809	547	8.429779	607	9.513971
128	6.578309	188	5.3125	248	7.272059	308	6.709926	368	6.951838	428	5.795588	488	6.562132	548	5.968382	608	6.644118
129	5.002574	189	5.590074	249	5.122794	309	4.9625	369	5.760662	429	5.620221	489	5.2375	549	5.590074	609	5.176838
130	5.311765	190	5.311765	250	5.711397	310	5.411397	370	4.741176	430	5.224632	490	5.413971	550	5.311765	610	4.829044
131	16.18603	191	16.51176	251	16.31618	311	15.38125	371	16.34522	431	16.48199	491	16.18603	551	16.51176	611	15.525
132	6.241912	192	4.554779	252	7.210294	312	5.622426	372	4.602941	432	4.910294	492	6.193015	552	4.3875	612	5.713971
133	9.676103	193	10.98824	253	7.281985	313	9.316176	373	10.38419	433	9.980515	493	9.766544	553	11.11985	613	8.939706
134	6.619853	194	6.953676	254	7.690809	314	7.271324	374	7.051471	434	6.860662	494	6.951838	554	6.953676	614	7.305147
135	5.662868	195	6.144853	255	6.417279	315	5.809191	375	5.94375	435	6.16875	495	5.095221	555	6.144853	615	5.746691

Tabla 6.2: Potencia esperada (en MW) por bloque en barra Pan de Azucar 220 para el periodo 2016 - 2024

	2016		2018		2020		2022		2024		2021		2022		2023		2024
76	14.5469	136	14.38792	196	14.92448	256	15.04372	316	14.88474	376	14.58665	436	14.40779	496	14.36804	556	14.72576
77	9.002385	137	9.67806	197	8.346582	257	5.604134	317	6.180445	377	6.816375	437	7.551669	497	9.360095	557	8.763911
78	7.790143	138	8.267091	198	8.644674	258	8.783784	318	8.922893	378	8.326709	438	7.790143	498	8.068362	558	8.704293
79	6.259936	139	5.882353	199	5.941971	259	5.484897	319	5.465024	379	6.081081	439	6.081081	499	5.961844	559	5.782989
80	5.385533	140	4.689984	200	4.45151	260	5.465024	320	5.465024	380	5.624006	440	5.544515	500	4.72973	560	4.630366
81	13.57313	141	13.57313	201	13.57313	261	13.57313	321	13.6725	381	13.63275	441	13.71224	501	13.57313	561	13.593
82	6.915739	142	6.935612	202	6.935612	262	6.935612	322	6.200318	382	6.677266	442	6.717011	502	6.935612	562	6.558029
83	7.949126	143	7.90938	203	7.90938	263	7.90938	323	9.67806	383	7.651033	443	7.790143	503	7.651033	563	9.638315
84	5.027822	144	5.127186	204	5.127186	264	5.047695	324	5.683223	384	5.206677	444	5.047695	504	5.246423	564	5.604134
85	4.928458	145	4.769475	205	4.769475	265	5.147059	325	4.988076	385	4.769475	445	5.286169	505	4.769475	565	4.988076
86	7.849762	146	9.757552	206	9.996025	266	9.757552	326	9.81717	386	8.744038	446	9.757552	506	9.757552	566	7.154213
87	11.68521	147	10.03577	207	8.585056	267	9.161367	327	9.101749	387	11.38712	447	9.95628	507	10.03577	567	11.82432
88	6.736884	148	4.232909	208	4.848967	268	5.08744	328	4.332273	388	7.094595	448	4.153418	508	4.073927	568	6.895866
89	4.471383	149	3.517488	209	4.232909	269	3.795707	329	4.252782	389	3.577107	449	3.577107	509	3.596979	569	6.299682
90	3.557234	150	3.298887	210	3.775835	270	3.616852	330	3.298887	390	3.060413	450	3.298887	510	3.298887	570	2.802067
91	12.9372	151	12.53975	211	12.87758	271	12.51987	331	12.51987	391	12.55962	451	12.36089	511	12.46025	571	12.12242
92	4.411765	152	4.372019	212	6.518283	272	3.656598	332	4.014308	392	3.795707	452	3.914944	512	5.08744	572	4.332273
93	3.060413	153	2.0469	213	2.82194	273	2.066773	333	3.040541	393	2.802067	453	2.603339	513	3.020668	573	2.762321
94	2.702703	154	4.193164	214	3.298887	274	3.875199	334	3.477742	394	3.616852	454	3.736089	514	4.0938	574	2.861685
95	2.841812	155	3.020668	215	2.305246	275	2.662957	335	2.643084	395	2.68283	455	2.861685	515	2.82194	575	2.484102
96	8.068362	156	8.008744	216	7.313196	276	7.492051	336	7.810016	396	8.783784	456	8.108108	516	7.41256	576	7.452305
97	4.332273	157	3.338633	217	3.616852	277	3.477742	337	3.716216	397	4.034181	457	4.630366	517	3.656598	577	3.517488
98	2.205882	158	2.424483	218	1.311606	278	1.649444	338	2.166137	398	2.881558	458	2.444356	518	1.649444	578	1.669316
99	3.080286	159	2.68283	219	3.080286	279	3.080286	339	3.31876	399	3.279014	459	3.120032	519	2.702703	579	3.080286
100	1.748808	160	1.669316	220	2.344992	280	2.146264	340	2.205882	400	2.027027	460	1.709062	520	1.947536	580	2.106518
101	6.180445	161	6.180445	221	6.021463	281	6.160572	341	6.200318	401	6.180445	461	6.180445	521	6.180445	581	6.160572
102	3.199523	162	3.199523	222	3.616852	282	3.080286	342	3.279014	402	3.17965	462	3.199523	522	3.199523	582	3.100159
103	3.855326	163	3.855326	223	3.716216	283	4.173291	343	3.497615	403	3.696343	463	3.855326	523	3.855326	583	4.113672
104	0.834658	164	0.834658	224	0.794913	284	0.973768	344	0.755167	404	0.854531	464	0.834658	524	0.834658	584	0.993641
105	2.007154	165	2.007154	225	1.788553	285	2.007154	345	1.788553	405	2.146264	465	2.007154	525	2.007154	585	1.947536
106	7.511924	166	7.154213	226	5.802862	286	6.736884	346	7.193959	406	7.074722	466	6.895866	526	6.935612	586	6.875994
107	2.464229	167	2.68283	227	3.45787	287	3.239269	347	2.364865	407	2.762321	467	2.82194	527	2.782194	587	2.722576
108	2.762321	168	3.298887	228	4.749603	288	2.603339	348	3.239269	408	3.17965	468	2.54372	528	3.418124	588	3.120032
109	2.484102	169	2.285374	229	0.934022	289	2.007154	349	2.18601	409	2.245628	469	2.603339	529	2.285374	589	3.279014
110	2.0469	170	1.828299	230	2.464229	290	1.887917	350	1.947536	410	1.947536	470	2.0469	530	1.828299	590	1.13275
111	10.69157	171	9.67806	231	9.538951	291	9.419714	351	9.260731	411	9.479332	471	9.618442	531	9.220986	591	9.081876
112	2.623211	172	2.980922	232	2.802067	292	2.523847	352	2.941176	412	3.17965	472	2.881558	532	3.219396	592	3.279014
113	3.159777	173	3.000795	233	3.418124	293	4.133545	353	3.616852	413	3.696343	473	3.199523	533	3.000795	593	4.173291
114	3.497615	174	2.980922	234	3.398251	294	4.232909	354	3.736089	414	3.517488	474	3.517488	534	2.980922	594	4.193164
115	2.285374	175	2.424483	235	2.384738	295	1.808426	355	2.464229	415	2.126391	475	2.265501	535	2.464229	595	1.808426
116	11.36725	176	11.64547	236	11.08903	296	11.18839	356	11.86407	416	11.42687	476	11.36725	536	11.30763	596	11.18839
117	7.074722	177	6.279809	237	5.842607	297	5.08744	357	5.842607	417	7.452305	477	6.995231	537	6.49841	597	4.888712
118	3.934817	178	3.338633	238	2.742448	298	2.82194	358	2.961049	418	2.901431	478	3.855326	538	3.418124	598	3.020668
119	3.616852	179	4.173291	239	5.127186	299	5.306041	359	4.133545	419	3.755962	479	3.716216	539	4.153418	599	5.246423
120	3.159777	180	3.616852	240	3.895072	300	3.517488	360	3.259141	420	2.921304	480	3.159777	540	3.636725	600	3.517488
121	11.8442	181	11.70509	241	10.51272	301	12.02305	361	11.52623	421	11.26789	481	11.96343	541	11.50636	601	11.88394
122	7.154213	182	7.27345	242	10.33386	302	6.756757	362	7.651033	422	8.426073	482	6.736884	542	7.869634	602	6.995231
123	5.663752	183	5.782989	243	7.233704	303	6.736884	363	6.577901	423	5.922099	483	5.604134	543	5.166932	603	6.955485
124	5.72337	184	5.941971	244	5.564388	304	4.471383	364	4.610493	424	4.968203	484	5.763116	544	5.941971	604	4.312401
125	4.72973	185	3.914944	245	2.901431	305	4.59062	365	4.749603	425	4.670111	485	4.72973	545	3.95469	605	4.372019
126	13.71224	186	13.91097	246	13.49364	306	13.41415	366	13.81161	426	13.83148	486	13.71224	546	13.95072	606	13.47377
127	8.286963	187	8.326709	247	8.4062	307	9.022258	367	7.790143	427	8.267091	487	8.028617	547	7.929253	607	8.962639
128	6.120827	188	4.908585	248	6.816375	308	6.279809	368	6.458665	428	5.385533	488	6.120827	548	5.544515	608	6.220191
129	4.749603	189	5.306041	249	4.868839	309	4.689984	369	5.445151	429	5.325914	489	4.968203	549	5.306041	609	4.908585
130	4.888712	190	4.888712	250	5.266296	310	4.988076	370	4.372019	430	4.809221	490	4.988076	550	4.888712	610	4.431638
131	15.62003	191	15.938	251	15.73927	311	14.84499	371	15.77901	431	15.89825	491	15.62003	551	15.938	611	14.9841
132	6.00159	192	4.391892	252	6.915739	312	5.385533	372	4.431638	432	4.72973	492	5.961844	552	4.232909	612	5.484897
133	9.201113	193	10.49285	253	6.915739	313	8.843402	373	9.896661	433	9.479332	493	9.300477	553	10.61208	613	8.485692
134	6.279809	194	6.617647	254	7.352941	314	6.935612	374	6.717011	434	6.518283	494	6.597774	554	6.617647	614	6.955485
135	5.266296	195	5.703498	255	5.941971	315	5.405405	375	5.524642	435	5.72337	495	4.749603	555	5.703498	615	5.345787

Tabla 6.3: Valor de tramos parte 1

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
oct-14	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500	40,260,966.43	1.00	40,260,966.43	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
oct-14	Alto Jahuel 500 - Polpaico 500	24,534,526.56	1.00	24,534,526.56	Alto Jahuel 500 - Polpaico 500
oct-14	Charrua 500 - Ancoa 500	36,658,837.03	1.00	36,658,837.03	Charrua 500 - Ancoa 500
oct-14	Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220	1,876,103.86	1.00	1,876,103.86	Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220
oct-14	Carrera Pinto 220 - Cardones 220	2,624,095.85	1.00	2,624,095.85	Carrera Pinto 220 - Cardones 220
oct-14	Cardones 220 - Maitencillo 220	9,881,778.35	1.00	9,881,778.35	Cardones 220 - Maitencillo 220
oct-14	Maitencillo 220 - Punta Colorada 220	4,251,327.71	1.00	4,251,327.71	Maitencillo 220 - Punta Colorada 220
oct-14	Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220	4,070,582.83	1.00	4,070,582.83	Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220
oct-14	Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220	5,859,528.78	1.00	5,859,528.78	Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220
oct-14	Las Palmas 220 - Los Vilos 220	3,595,232.65	1.00	3,595,232.65	Las Palmas 220 - Los Vilos 220
oct-14	Los Vilos 220 - Nogales 220	4,363,560.93	1.00	4,363,560.93	Los Vilos 220 - Nogales 220
oct-14	Nogales 220 - Quillota 220	2,113,228.91	1.00	2,113,228.91	Nogales 220 - Quillota 220
oct-14	Polpaico 220 - Quillota 220	5,031,745.87	1.00	5,031,745.87	Polpaico 220 - Quillota 220

Tabla 6.4: Valor de tramos parte 2

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
oct-14	Candelaria 220 - Maipo 220	3,425,461.46	1.00	3,425,461.46	Candelaria 220 - Maipo 220
oct-14	Candelaria 220 - Maipo 220 - Alto Jahuel 220	4,248,960.32	1.00	4,248,960.32	Candelaria 220 - Maipo 220 - Alto Jahuel 220
oct-14	Polpaico 220 - Lampa 220	1,471,982.45	1.00	1,471,982.45	Polpaico 220 - Lampa 220
oct-14	Lampa 220 - Cerro Navia 220	5,380,431.01	1.00	5,380,431.01	Lampa 220 - Cerro Navia 220
oct-14	Cerro Navia 220 - Chena 220	2,869,531.80	1.00	2,869,531.80	Cerro Navia 220 - Chena 220
oct-14	Ancoa 220 - Itahue 220	4,268,727.88	1.00	4,268,727.88	Ancoa 220 - Itahue 220
oct-14	Charrua 220 - Hualpen 220	4,233,396.16	1.00	4,233,396.16	Charrua 220 - Hualpen 220
oct-14	Charrua 220 - Esperanza 220	3,304,649.96	1.00	3,304,649.96	Charrua 220 - Esperanza 220
oct-14	Esperanza 220 - Temuco 220	3,086,590.49	1.00	3,086,590.49	Esperanza 220 - Temuco 220
oct-14	Charrua 220 - Cautin 220	7,549,889.00	1.00	7,549,889.00	Charrua 220 - Cautin 220
oct-14	Cautin 220 - Ciruelos 220	3,659,753.11	1.00	3,659,753.11	Cautin 220 - Ciruelos 220
oct-14	Ciruelos 220 - Valdivia 220	1,631,630.49	1.00	1,631,630.49	Ciruelos 220 - Valdivia 220
oct-14	Valdivia 220 - Barro Blan- co 220	2,789,554.14	1.00	2,789,554.14	Valdivia 220 - Barro Blan- co 220
oct-14	Barro Blanco 220 - Puerto Montt 220	3,452,926.22	1.00	3,452,926.22	Barro Blanco 220 - Puerto Montt 220
oct-14	Cautin 220 - Valdivia 220	4,823,140.68	1.00	4,823,140.68	Cautin 220 - Valdivia 220

Tabla 6.5: Valor de tramos parte 3

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
oct-14	Valdivia 220 - Puerto Montt 220	4,369,813.41	1.00	4,369,813.41	Valdivia 220 - Puerto Montt 220
oct-14	Polpaico 500 - Polpaico 220	7,041,561.76	1.00	7,041,561.76	Polpaico 500 - Polpaico 220
oct-14	Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220	7,561,332.94	1.00	7,561,332.94	Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220
oct-14	Ancoa 500 - Ancoa 220	4,311,708.42	1.00	4,311,708.42	Ancoa 500 - Ancoa 220
oct-14	AJ-ER-CH / Alto Jahuel 220 - Chena 220	5,920,220.16	1.00	5,920,220.16	AJ-ER-CH / Alto Jahuel 220 - Chena 220
oct-14	Rapel 220 - Melipilla 220	2,839,455.19	1.00	2,839,455.19	Lo Aguirre - A. Melipilla - Rapel 220
oct-14	Melipilla 220 - Cerro Navia 220	2,479,096.08	1.00	2,479,096.08	Melipilla 220 - Cerro Navia 220
oct-14	Nogales 220 - Polpaico 220	4,686,427.19	1.00	4,686,427.19	Nogales 220 - Polpaico 220
oct-14	Candelaria 220 - Colbun 220	11,783,411.64	1.00	11,783,411.64	Candelaria 220 - Colbun 220
oct-14	Colbun 220 - Ancoa 220	552,541.13	1.00	552,541.13	Colbun 220 - Ancoa 220
oct-14	Cautin 220 - Temuco 220	1,313,609.35	1.00	1,313,609.35	Cautin 220 - Temuco 220
oct-14	Charrua 220 - Lagunillas 220	3,489,640.68	1.00	3,489,640.68	Charrua 220 - Lagunillas 220
oct-14	Tinguiririca 154 - Punta de Cortes 154	1,307,449.39	1.00	1,307,449.39	Tinguiririca 154 - Punta de Cortes 154
ene-16	Ampliación S/E Ancoa 500 kV 1	641,535.75	0.33	213,845.25	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500

Tabla 6.6: Valor de tramos parte 4

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
ene-16	Ampliación S/E Ancoa 500 kV 2	641,535.75	0.33	213,845.25	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
ene-16	Ampliación S/E Ancoa 500 kV 3	641,535.75	0.33	213,845.25	Charrua 500 - Ancoa 500
jun-15	Ampliación S/E Cardones 220 kV 1	2,282,964.10	0.50	1,141,482.05	Cardones 220 - Mantenillo 220
jun-15	Ampliación S/E Cardones 220 kV 2	2,282,964.10	0.50	1,141,482.05	Carrera Pinto 220 - Cardones 220
jun-15	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV 1	305,273.17	0.25	76,318.29	Cerro Navia 220 - Chena 220
jun-15	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV 2	305,273.17	0.25	76,318.29	Melipilla 220 - Cerro Navia 220
jun-15	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV 3	305,273.17	0.25	76,318.29	Lampa 220 - Cerro Navia 220
jun-15	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV 4	305,273.17	0.25	76,318.29	Lo Aguirre 220 - Cerro Navia 220
dic-15	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	374,465.38	1.00	374,465.38	Charrua 500 - Ancoa 500

Tabla 6.7: Valor de tramos parte 5

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
nov-16	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV 1	465,797.15	0.50	232,898.58	Cautin 220 - Ciruelos 220
nov-16	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV 2	465,797.15	0.50	232,898.58	Ciruelos 220 - Valdivia 220
nov-16	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	1,217,849.50	1.00	1,217,849.50	Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220
nov-16	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV 1	283,815.38	0.50	141,907.69	Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220
nov-16	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV 2	283,815.38	0.50	141,907.69	Las Palmas 220 - Los Vilos 220
jun-15	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV 1	857,219.71	0.50	428,609.85	Cardones 220 - Maitencillo 220
jun-15	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV 2	857,219.71	0.50	428,609.85	Maitencillo 220 - Punta Colorada 220
mar-15	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV 1	504,530.35	0.50	252,265.17	Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220
mar-15	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV 2	504,530.35	0.50	252,265.17	Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220

Tabla 6.8: Valor de tramos parte 6

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
mar-15	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico 1	350,779.93	0.20	70,155.99	Polpaico 220 - Quillota 220
mar-15	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico 2	350,779.93	0.20	70,155.99	Polpaico 220 - Lampa 220
mar-15	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico 3	350,779.93	0.20	70,155.99	Polpaico 500 - Polpaico 220
mar-15	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico 4	350,779.93	0.20	70,155.99	Nogales 220 - Polpaico 220
mar-15	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico 5	350,779.93	0.20	70,155.99	Alto Jahuel 500 - Polpaico 500

Tabla 6.9: Valor de tramos parte 7

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
ago-15	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS	1,001,321.59	1.00	1,001,321.59	Lo Aguirre - A. Melipilla - Rapel 220
oct-16	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	22,439,796.01	1.00	22,439,796.01	Cardones 220 - Maitencillo 220
feb-17	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	77,299.53	1.00	77,299.53	Lo Aguirre 220 - Cerro Navia 220
ene-18	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones 500/220 kV	11,880,386.27	1.00	11,880,386.27	Cardones 500 - Cardones 220
ene-18	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV	2,667,915.82	1.00	2,667,915.82	Maitencillo 500 - Maitencillo 220
ene-18	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV	848,263.76	1.00	848,263.76	Pan de Azúcar 500 - Pan de Azúcar 220
nov-15	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel 1	2,463,426.54	0.33	821,142.18	Candelaria 220 - Maipo 220 - Alto Jahuel 220

Tabla 6.10: Valor de tramos parte 8

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
nov-15	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel 2	2,463,426.54	0.33	821,142.18	Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220
nov-15	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel 3	2,463,426.54	0.33	821,142.18	AJ-ER-CH / Alto Jahuel 220 - Chena 220
feb-21	Línea 2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV	618,168.54	1.00	618,168.54	Pichirropulli 500 (220) - Puerto Montt 500 (220)
sep-15	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x 500 kV: primer circuito	2,220,394.08	1.00	2,220,394.08	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
ene-16	Línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, tendido segundo circuito	2,220,394.08	1.00	2,220,394.08	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
feb-18	Línea Charrúa - Ancoa - 2x 500 kV: primer circuito	2,220,394.08	1.00	2,220,394.08	Charrúa 500 - Ancoa 500
oct-18	Lo Aguirre - A. Melipilla - Rapel 220	1,968,894.57	1.00	1,968,894.57	Lo Aguirre - A. Melipilla - Rapel 220
oct-18	Nueva Línea 2x 220 Círuelos-Pichirropulli	8,199,415.64	1.00	8,199,415.64	Círuelos 220 - Pichirropulli 220

Tabla 6.11: Valor de tramos parte 9

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
oct-18	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV (*)	2,236,184.38	1.00	2,236,184.38	Lo Aguirre 220 - Cerro Navia 220
nov-17	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x 220 kV: tendido del primer circuito	5,382,620.44	1.00	5,382,620.44	Diego de Almagro 220 - Cardones 220
ene-18	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x 500 kV	3,044,622.39	1.00	3,044,622.39	Cardones 500 - Maitencillo 500
ene-18	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x 500 kV	3,044,622.39	1.00	3,044,622.39	Maitencillo 500 - Pan de Azucar 500
ene-18	Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV	3,044,622.39	1.00	3,044,622.39	Pan de Azucar - Polpaico 500
mar-18	S/E Nueva Charrúa, Secc. líneas 2x500 kV Charrúa-Ancoa y Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	2,820,000.00	1.00	2,820,000.00	Charrua 500 - Ancoa 500

Tabla 6.12: Valor de tramos parte 10

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
ene-17	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto 1	3,900,000.00	0.50	1,950,000.00	Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220
ene-17	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto 2	3,900,000.00	0.50	1,950,000.00	Carrera Pinto 220 - Cardones 220
ene-17	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa 1	5,600,000.00	1.00	5,600,000.00	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
ene-17	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa 1	1,703,000.00	1.00	1,703,000.00	Charrúa 500 - Ancoa 500
ene-17	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel 1	9,818,374.87	0.33	3,272,791.62	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
ene-17	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel 2	9,818,374.87	0.33	3,272,791.62	Alto Jahuel 500 - Polpaico 500
ene-17	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel 3	9,818,374.87	0.33	3,272,791.62	Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220
ene-17	Seccionamiento completo en Subestación Rahue 1	1,148,000.00	0.50	574,000.00	Valdivia 220 - Barro Blanco 220

Tabla 6.13: Valor de tramos parte 11

Fecha de entrada		Obras en construcción			
Fecha entrada	Tramo	Valor	factor	Valor final	Tramo asignado
ene-17	Seccionamiento completo en Subestación Rahue 2	1,148,000.00	0.50	574,000.00	Barro Blanco 220 - Puerto Montt 220
oct-16	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV 1	1,254,779.35	0.20	250,955.87	Charrua 500 - Ancoa 500
oct-16	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV 2	1,254,779.35	0.20	250,955.87	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
oct-16	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV 3	1,254,779.35	0.20	250,955.87	Ancoa 220 - Itahue 220
oct-16	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV 4	1,254,779.35	0.20	250,955.87	Ancoa 500 - Ancoa 220
oct-16	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV 5	1,254,779.35	0.20	250,955.87	Colbun 220 - Ancoa 220
sep-15	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	985,740.00	1.00	985,740.00	Lo Aguirre 500 - Lo Aguirre 220

6.4. Manual para construcción de casos para el sitio

Para poder simular casos de cálculo de peajes en DeepEdit, a partir de una corrida en PLP, aptos para el sitio peajeselectricos.com se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

- Corrida PLP y esquemático en DeepEdit
- Construcción del Vatt
- Llenado de TPDB_v3.3
- Cálculo de peajes en DeepEdit
- Subir archivos .csv a base de datos

Cada uno de estos pasos es parte fundamental de la construcción de casos y a continuación se explica cada uno de ellos.

6.4.1. Corrida PLP y esquemático en DeepEdit

A partir de una corrida de PLP se puede calcular peajes de transmisión troncal en DeepEdit. El primer paso es crear un esquemático en DeepEdit a partir del sistema simulado en PLP. Para hacer el esquemático, es posible basarse en los esquemáticos que ha desarrollado el Centro de Energía. Los esquemáticos en DeepEdit se guardan en un archivo de base de datos de Microsoft Access bajo el nombre DeepDB.mdb y contienen toda la información del sistema a simular. Para el cálculo de peajes de transmisión troncal es necesario definir dos cosas en el esquemático:

1. Definir las centrales que son medios de generación no convencional, MGNC. Esto se debe hacer en todas las tablas que tengan información de generadores, en la columna 'ctrla' tal como se ve en la figura 6.1, escribiendo 'MGNC' en los generadores que sean MGNC y dejando en blanco o poniendo un '-' en los que no lo sean.
2. Definir en las tablas 'Line' y 'Trafo' los tramos que pertenecen al sistema de transmisión troncal tal como se ve en la figura 6.2. Esto se debe hacer en la columna 'ctrla' escribiendo 'AIC' para los tramos que están en el área de influencia común, 'toAIC' para los tramos que están fuera del área de influencia común y cuya dirección vaya hacia el AIC y 'fromAIC' para los tramos que están fuera del AIC y cuya dirección vaya desde el AIC.
3. Definir un 'alias' tanto para los generadores como para las líneas y trafos en la columna 'alias' en la base de datos. El alias es utilizado para juntar los resultados de centrales y tramos que son simulados con más de una central o tramo respectivamente. Por ejemplo bajo el alias 'Arauco' están las centrales 'ARAUCO_1', 'ARAUCO_2' Y 'ARAUCO_3'.

The screenshot shows the 'All Access Objects' interface. On the left, a list of tables is shown, with 'Generator' highlighted in red. On the right, a table displays the definitions for these generators.

lftypes	ctrla
2	-
2	-
1	-
1	-
2	MGNC
2	MGNC
2	-
2	-
2	-
2	-
2	MGNC
2	MGNC
2	MGNC
2	-
2	MGNC

Figura 6.1: Definición de generadores MGNC

The screenshot shows the 'All Access Objects' interface. On the left, a list of tables is shown, with 'Line' highlighted in red. On the right, a table displays the definitions for these lines.

typ	owner	ctrla
A	-	AIC
A	-	AIC
A	-	toAIC
A	-	AIC
A	-	AIC
A	-	AIC
A	-	AIC
A	-	fromAIC
A	-	AIC
A	-	toAIC
A	-	AIC
A	-	fromAIC
A	-	fromAIC
A	-	fromAIC
A	-	AIC
A	-	AIC
A	-	fromAIC
A	-	toAIC
A	-	AIC
A	-	toAIC
A	-	toAIC
A	-	toAIC
A	-	toAIC
A	-	toAIC
A	-	toAIC
A	-	AIC
CHT	-	toAIC
A	-	AIC

Figura 6.2: Definición de áreas del sistema de transmisión troncal

6.4.2. Construcción del VATT

Generalmente, las corridas en PLP simulan los tramos del sistema de transmisión utilizando más de una línea en PLP. Generalmente estas líneas tienen distintas fechas de entrada, lo que hace difícil, y a veces imposible, modelar de manera correcta el valor de los tramos del sistema de transmisión troncal. Es por esto que para el cálculo de peajes se utiliza la planilla de cálculo 'Tramos PLP-DE' que arregla este problema haciendo los vínculos entre el sistema de transmisión real y el sistema de transmisión simulado. La planilla contiene las siguientes pestañas:

- **Construcción del VATT:** Contiene las obras del último informe de precio de nudo, el valor del VATT asignado y el nombre de la fuente utilizada.
- **VATT:** En las columnas B a H están los tramos que se encuentran en el informe de peajes del 2014 del CDEC-SIC y su VATT correspondiente. Los valores de estas columnas se agregaron, de manera que se tenga el VATT total por tramo y no por compañía. En la pestaña K se tiene la lista de los todos tramos u obras existentes (Informe de peajes del CDEC-SIC + Informe de precio nudo) con su valor total en la columna. A las obras que no son tramos se les asignó un tramo correspondiente en la columna O para que estas obras se pudieran pagar. En la columna M se muestra el factor por el que se multiplica el valor de la obra para que sea sumado a un tramo. Si la obra es asignada a un solo tramo entonces el valor es 1, pero si la obra es asignada a 4 tramos, el factor será 0.25. En la columna N se tiene el valor del VATT que corresponde a cada obra.
- **VATTaux:** Esta pestaña permite sumar el total que corresponde a cada tramo y contiene una matriz de 1 y 0 que da cuenta de la fecha en el que el tramo entra en operación.
- **VATTok:** Contiene el VATT correspondiente a cada tramo para la fecha de cada bloque utilizado en la simulación en PLP.
- **Asignación:** Contiene una lista de los tramos simulados en PLP y le asigna un tramo real que debe pagarse, haciendo un vínculo entre los simulados y las obras reales. Desde la fila 283 se listan los tramos que están representados por más de una línea y se le asigna factores que representan cuando estas líneas están en funcionamiento en el PLP, de manera que cada tramo se pague completamente en cada etapa y bloque.
- **Vatt.csv:** Es la pestaña en la que se debe correr la macro correspondiente a esta hoja de cálculo. Para obtener el VATT por bloque que corresponde a cada tramo en el esquemático de DeepEdit, se debe correr la macro llamada 'vatt'. Una vez que la macro termine su trabajo, se debe copiar las 4 columnas desde el primer bloque hasta el último y pegarlos en la cuadrícula A1 en un archivo que se llame 'vatt.csv' y mover este archivo al directorio en el que se encuentran los .csv de los resultados de PLP.

6.4.3. Llenado de TPDB_v3.3

Para traspasar la información de la simulación realizada en PLP a la base de datos de DeepEdit llamada 'TPDB_v3.3' se debe hacer un par de pasos algo tediosos porque la función no está implementada en el menú de DeepEdit. Los pasos son los siguientes:

- Primero se debe acceder al código en Netbeans y descomentar las líneas 346, 348 y 349 tal como se ve en la figura 6.3.
 - Cambiar 'A' por el directorio en el que se encuentra la 'TPDBv_3.3'
 - Cambiar 'B' y 'C' por el directorio en el que está los .csv de los resultados de PLP
- Correr DeepEdit con el botón de 'Debug Project'
- Abrir la base de datos como se muestra en la figura 6.4.
- Correr el GGDF utilizando la opción 'With GGDF Ley Corta' del menú de DeepEdit como se ve en la figura 6.5.
- En las opciones del menú de cálculo de peajes (figura 6.6, elegir en 'LastDispatch' las mismas opciones que para 'First Dispatch', de manera de tener una corrida que dure muy poco tiempo.
- Cuando la corrida termine aparecerá la ventana de la figura 6.7, en la que se debe elegir la fecha de inicio de la corrida de PLP y luego apretar aceptar.
- De esta manera DeepEdit pasará a la base de datos 'TPDBv_3.3' los datos de la corrida de PLP y los datos del archivo vatt.csv.
- Finalmente se debe volver a comentar las líneas de código que se descomentaron en el paso 1. Al realizar este traspaso de información se debe tener en cuenta que la cantidad de simulaciones por bloque elegido al hacer la corrida de PLP influirá en el tiempo que tome este traspaso de información. Para mi memoria utilicé 3 simulaciones por bloque y el tiempo que demoró este paso fue de alrededor de 30 minutos. El tiempo debería aumentar linealmente con la cantidad de simulaciones por bloque. Lo mismo debería pasar con el tamaño del archivo.

```
346  // // // //
347  // // // //
348  // // // //
349  // // // //
PLP -> TPDB3_3
TPDBProcessor myProcess = new TPDBProcessor("A", "B", "C", "PLP");
Thread TAThread = new Thread(myProcess, "Thread-Calculate");
TAThread.start();
```

Figura 6.3: Líneas de código en Netbeans utilizadas en el llenado de TPDBv_3.3

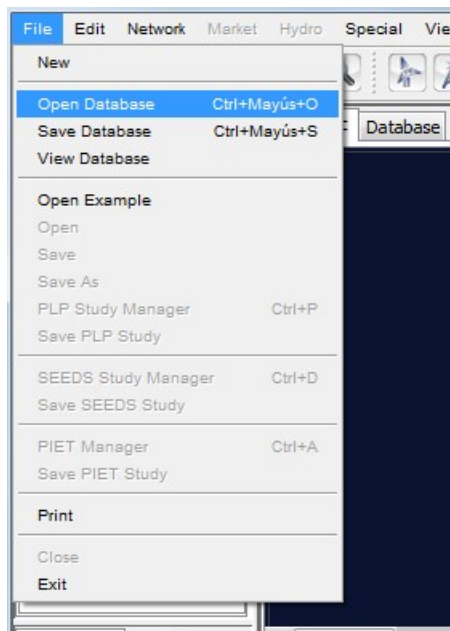


Figura 6.4: Menú utilizado para abrir base de datos en DeepEdit

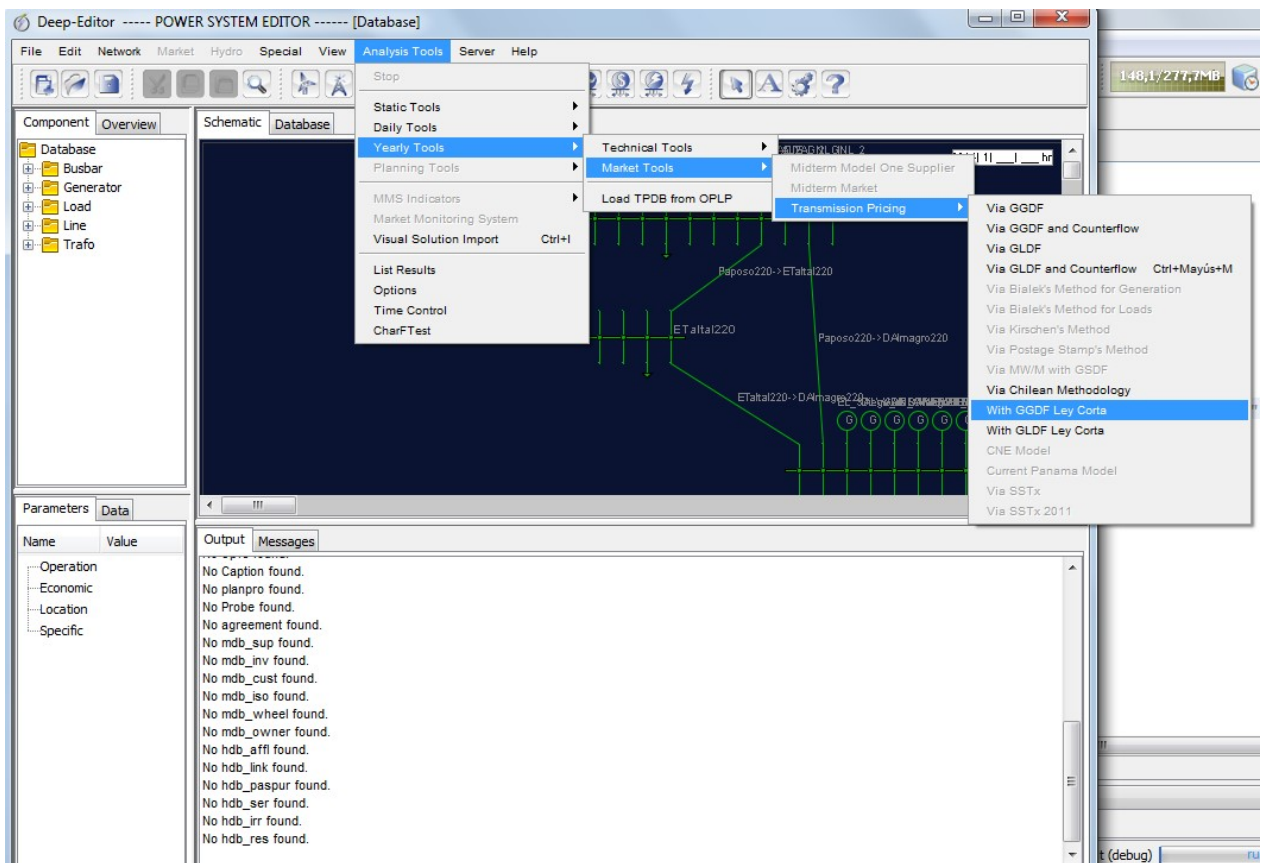


Figura 6.5: Menú utilizado para correr el cálculo de peajes

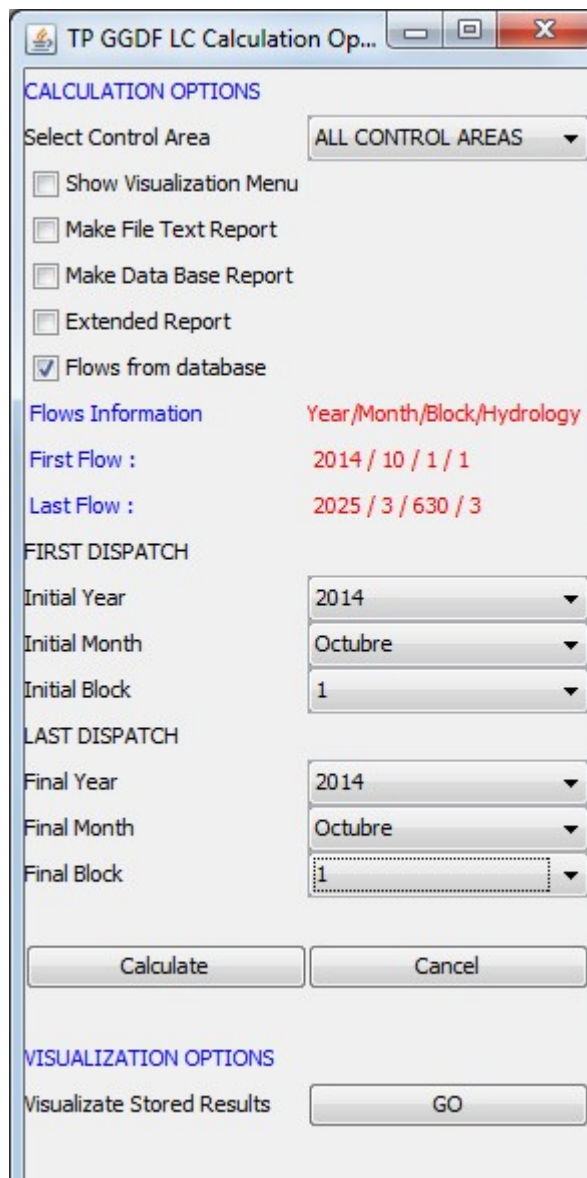


Figura 6.6: Opciones del cálculo de peajes

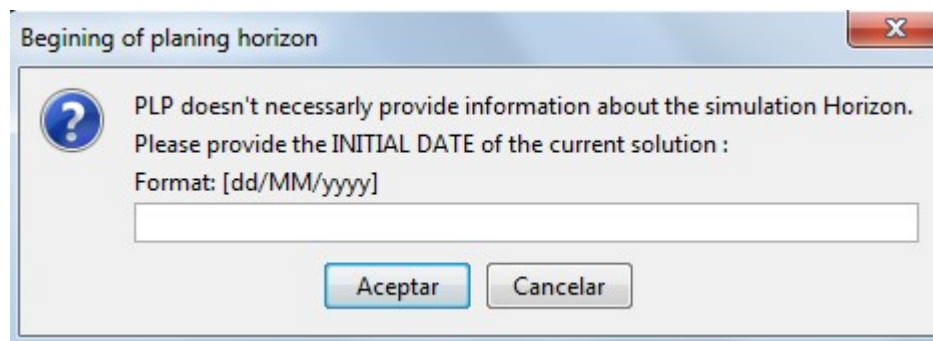


Figura 6.7: Ventana para ingresar fecha de inicio de corrida de PLP

6.4.4. Cálculo de peajes en DeepEdit

Una vez que se tiene el esquemático en DeepEdit y la TPDBv_3.3 correspondiente al caso se puede calcular peajes de transmisión troncal. Para realizar esto se debe seguir el paso 3,4 y 5 detallados en la sección anterior con la diferencia que las opciones en 'Last Dispatch' se debe elegir las que muestra el programa o las que uno considere necesarias para el cálculo que desea realizar. El tiempo de simulación depende de la cantidad de simulaciones por bloque que se elija en la corrida de PLP. En los casos simulados que están disponibles en www.peajeselectricos.com demoró alrededor de 18 horas por caso. Por la manera en que trabaja DeepEdit, en esta parte no debería aumentar el tiempo linealmente con el número de simulaciones por bloque, sino que debería ser más rápido por simulación agregada. La corrida en PLP entrega los siguientes resultados:

- **bloques:** contiene los bloques simulados y la duración de cada uno de éstos.
- **busbar:** contiene el nombre de las barras del SIC simuladas y el id correspondiente a cada una.
- **CMgDB:** contiene los costos marginales por barra.
- **companies:** contiene el nombre de las empresas del SIC simuladas y el id correspondiente a cada una.
- **demandasDB:** contiene las demandas por barra en cada bloque.
- **energiatotalporbloque:** contiene la potencia generada en cada bloque por los generadores que no son MGNC.
- **FlujosDB:** contiene los flujos por los tramos simulados.
- **Fpu:** contiene el factor fpu para cada bloque.
- **generadoresDB:** contiene la potencia generada por los generadores.
- **generators:** contiene el nombre de los alias de generadores del SIC simulados y el id correspondiente a cada uno.
- **ggdfic_year_aliasline_empresa:** contiene el pago por año correspondiente a cada empresa por alias de tramos.
- **ggdfic_year_line_empresa:** contiene el pago por año correspondiente a cada empresa por tramos.
- **ggdfic_pagototalyear:** contiene el pago total realizado por el sistema por año.
- **ggdfic_year_aliasgenerator:** contiene el pago total por año correspondiente a cada alias de generador.
- **ggdfic_year_aliasline_aliasgenerator:** contiene el pago por año correspondiente a cada alias de generador por alias de tramos.
- **ggdfic_year_empresa:** contiene el pago total por año correspondiente a cada empresa.
- **ggdfic_year_generator:** contiene el pago total por año correspondiente a cada generador.
- **ggdfic_year_line_generator:** contiene el pago por año correspondiente a cada generador por tramo.
- **lines:** contiene el nombre de los alias de tramos del SIC simulados y el id correspondiente a cada uno.

- **node_pg:** contiene la potencia generada por nodo por bloque.
- **NomAliasBra:** contiene el alias asignado a cada tramo.
- **NomAliasGen:** contiene el alias asignado a cada generador.
- **porcentajeNOAIC:** contiene el porcentaje en el que se paga cada tramo por estar dentro o fuera del AIC.
- **prorratio:** contiene el factor TBB que se utiliza en la estimación de la página.
- **sumaexentopagolinea:** contiene la suma del pago exentado para cada tramo por bloque.

6.4.5. Subir archivos .csv a base de datos

Una vez obtenidos estos archivos .csv, para que los resultados estén disponibles en el sitio web se debe seguir los siguientes pasos:

1. Ingresar a www.peajeselectricos.com/cpanel, con el usuario y clave correspondientes
2. Para subir el nuevo caso, primero se debe agregar un id y un name en la tabla casos.
3. Hacer una copia de la estructura de cada una de las siguientes tablas y nombrarla con el nombre que tenía pero cambiarle el número al final del nombre por el id del nuevo caso.
4. Importar los siguientes archivos a las siguientes tablas:
 - (a) Archivos que sirven para la estimación:
 - i. prorratio.csv a la tabla prorrata
 - ii. sumaexentopagolinea.csv a la tabla suma
 - iii. fpu.csv a la tabla fpu
 - iv. energiatotalporbloque.csv a la tabla energia
 - (b) Archivos que sirven para el explorador
 - i. ggdflc_year_empresa.csv a la tabla ggdflc_year_empresa
 - ii. ggdflc_year_aliasgenerator.csv a la tabla ggdflc_year_generator
 - iii. ggdflc_year_aliasline_empresa.csv a la tabla ggdflc_year_line_empresa
 - iv. ggdflc_year_aliasline_aliasgenerator.csv a la tabla ggdflc_year_linea_generator
 - (c) Archivos que sirven tanto para el explorador como para el estimador
 - i. companies.csv a la tabla companies
 - ii. generators.csv a la tabla generators
 - iii. lines.csv a la tabla lines
 - iv. busbar.csv a la tabla busbar
5. Crear una tabla llamada yearblock, que contenga el bloque inicial y el bloque final para cada año. Una vez importados los archivos a las tablas correspondientes, el caso simulado estará disponible en el sitio web.