



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

ANÁLISIS DE EQUILIBRIO DE MERCADO ANTE DISTINTOS  
ESQUEMAS TARIFARIOS PARA REMUNERAR LA TRANSMISIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JAVIER ANTONIO JARA GARRIDO

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE  
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: JAVIER JARA GARRIDO  
FECHA: 03 de enero de 2020  
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

## ANÁLISIS DE EQUILIBRIO DE MERCADO ANTE DISTINTOS ESQUEMAS TARIFARIOS PARA REMUNERAR LA TRANSMISIÓN

Se realiza un estudio focalizado en el equilibrio de largo plazo de un mercado eléctrico, que capture el efecto de la recaudación de los costos de transmisión en las inversiones de generación. Un análisis de este tipo ayudaría a encontrar distintos mix de tecnologías de generación para distintas formas tarifarias para remunerar la transmisión eléctrica.

Se analizan tres tipos de esquemas tarifarios: el estampillado por potencia, el estampillado por energía y un esquema tarifario con señales de localización. El objetivo es determinar el mix de inversiones de generación que corresponde al equilibrio de mercado de largo plazo para cada uno de los esquemas tarifarios indicados. Se simula un caso simplificado recreando las características del mercado eléctrico chileno, en particular la interconexión SING y SIC. Con los resultados se evaluará cuál es el esquema de pagos para la transmisión que promueve mayor desarrollo de tecnologías renovables, menores emisiones de carbono y menor costo social para el sistema.

El equilibrio de largo plazo se resuelve por medio de varios problemas de optimización que se resuelven de forma iterativa, utilizando los principios de Gauss-Seidel. Así, las iteraciones consisten en la ejecución de dos módulos consecutivos: primero una optimización sistémica que representa al mercado y determina las inversiones en generación, y luego un cálculo de tarifas correspondiente a la solución obtenida en el módulo anterior, que representa la recaudación de la autoridad para cubrir los costos (residuales) de la transmisión.

Todos los escenarios analizados fueron solucionados mediante la metodología planteada y los objetivos fueron alcanzados satisfactoriamente. Cada modelo recauda el 100% de los costos de la transmisión y la participación de cada tecnología concuerda con lo asignado, con un error menor al 0,1%.

De los tres esquemas, el estampillado por potencia ofrece los mayores costos de generación, los menores incentivos al desarrollo de tecnologías renovables y los mayores índices de emisión de CO<sub>2</sub>. Todos los atributos lo definen como el esquema con peor desempeño. En el caso contrario, el esquema con localización es el esquema que más incentivos les otorga a las tecnologías renovables. Aunque únicamente cuando se le asigna un 10% o un 80% de pago a la generación por costos de transmisión. Para el resto de los escenarios, es el estampillado por energía el que entrega los mayores incentivos.

*A mi familia*  
*Por su apoyo incondicional*

# Tabla de contenido

<b>Capítulo 1 : Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
1.3. Alcances.....	2
1.4. Estructura del Trabajo .....	3
<b>Capítulo 2 : Revisión Bibliográfica.....</b>	<b>4</b>
2.1. Mercados de transmisión y competencia .....	4
2.1.1. Economías de Escala .....	4
2.1.2. Monopolio Natural .....	6
2.2. Introducción a las tarifas de transmisión .....	7
2.2.1. Precios y estructuras de mercado.....	7
2.2.2. Ingreso tarifario .....	11
2.3. Métodos de Tarificación .....	12
2.3.1. Estampillado .....	15
2.4. Parque de generación económicamente adaptado .....	16
2.4.1. Screening Curve Method (SCM) .....	17
2.4.2. Flujo de Potencia Óptimo (OPF) .....	19
2.4.3. Equilibrio de mercado de generación bajo un esquema de tarificación para la transmisión .....	21
<b>Capítulo 3 : Metodología .....</b>	<b>25</b>
3.1. Propuesta General.....	25
3.2. Equilibrio de mercado .....	26
3.3. Problema de Optimización .....	26
3.4. Cargo $ETu, b$ según el esquema de tarificación .....	28
3.4.1. Estampillado por Potencia .....	28
3.4.2. Estampillado por Energía .....	28
3.4.3. Esquema con señales de localización .....	29
3.5. Etapas del Proceso.....	30
3.6. Caso de estudio y datos de entrada .....	32
<b>Capítulo 4 : Resultados y discusión.....</b>	<b>36</b>

4.1. Validación de resultados.....	36
4.1.1. Caso estampillado por potencia.....	36
4.1.2. Caso esquema con localización .....	40
4.2. Resultados y comparación .....	44
4.2.1. Capacidad Instalada .....	44
4.2.2. Energías renovables y emisiones de CO2 .....	47
4.2.3. Costos del Sistema .....	51
<b>Capítulo 5 : Conclusiones .....</b>	<b>57</b>
5.1. Conclusiones .....	57
5.2. Trabajo Futuro.....	59
<b>Capítulo 6 : Bibliografía.....</b>	<b>60</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>63</b>

# Índice de tablas

Tabla 3.1. Datos tecnologías disponibles del modelo. ....	33
Tabla 3.2. Días seleccionados para los perfiles de demanda.....	34
Tabla 3.3. VATT interconexión SING-SIC.....	35
Tabla 4.1. Ingreso, costos y utilidad de cada una de las tecnologías. Caso estampillado por potencia. ....	38
Tabla 4.2. Diferencia en la capacidad instalada producto del porcentaje de pago. ....	39
Tabla 4.3. Capacidad instalada ante la disponibilidad de distintos tipos de tecnología (MW). ...	40
Tabla 4.4. Porcentaje por localización y tecnología referidas al esquema con localización. ....	42
Tabla 4.5. Ingreso, costos y utilidad de cada una de las tecnologías. Caso estampillado con localización. ....	42
Tabla 4.6. Diferencia en la capacidad instalada producto del porcentaje de pago. ....	43
Tabla 4.7 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el estampillado por potencia.....	45
Tabla 4.8 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el estampillado por energía. ....	46
Tabla 4.9 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el esquema con localización. ....	47
Tabla 0.1. Demanda barra 1 (MW). ....	63
Tabla 0.2. Demanda barra 2 (MW). ....	64
Tabla 0.3. Velocidad de Viento barra 1 ( $m/s$ ). ....	65
Tabla 0.4. Velocidad de Viento barra 2 ( $m/s$ ). ....	66
Tabla 0.5. Radiación barra 1 ( $W/m^2$ ). ....	67
Tabla 0.6. Radiación barra 2 ( $W/m^2$ ). ....	68
Tabla 0.7. Energía inyectada a través de centrales hidráulicas de pasada ( $MWh$ ). ....	69
Tabla 0.8. Energía inyectada a través de centrales hidráulicas de embalse ( $MWh$ ). ....	69

Tabla 0.9. Detalle costos de transmisión [US\$].....	72
Tabla 0.10. Detalle costos de generación [US\$].....	73
Tabla 0.11. Detalle costos demanda [US\$].....	74
Tabla 0.12. Costo Social [US\$]. .....	75
Tabla 0.13. Detalle capacidad instalada [MW].....	76
Tabla 0.14. Energía total inyectada [MWh]. .....	78
Tabla 0.15. Emisiones de CO <sub>2</sub> [tCO <sub>2</sub> ]. .....	80
Tabla 0.16. Costo unitario de Transmisión [US\$/MW].....	82
Tabla 0.17. Pago Operación - Generación [US\$].....	84
Tabla 0.18. Pago Inversión - Generación [US\$].....	86
Tabla 0.19. Pago Transmisión - Generación [US\$].....	88
Tabla 0.20. Pago Total (Operación + Inversión + Transmisión) – Generación. ....	90
Tabla 0.21. Porcentaje de participación en el pago de la transmisión. ....	92

# Índice de figuras

Figura 2.1. Curvas de costos medios.....	5
Figura 2.2. EME y tamaño del mercado.....	6
Figura 2.3. Punto de equilibrio en mercados perfectamente competitivos. ....	8
Figura 2.4. Precios en un monopolio natural.....	10
Figura 2.5. Clasificación de las metodologías de Tarificación.....	12
Figura 2.6. Screening Curve Method (SCM). ....	18
Figura 2.7. Estrategia para resolver la planificación de obras con esquema de tarificación. ....	22
Figura 2.8. Ilustración de la oscilación entre iteraciones. ....	23
Figura 3.1. Topología de un sistema de dos barras. ....	33
Figura 4.1. Número de iteraciones necesarias para obtener la solución del modelo con esquema de tarificación de estampillado por potencia. ....	37
Figura 4.2. Número de iteraciones necesarias para obtener la solución del modelo con esquema de tarificación con localización. ....	41
Figura 4.3. Proporción tecnológica en ambas barras en un equilibrio de mercado donde el pago a la transmisión es asignado en un 0% a la generación. ....	44
Figura 4.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> ante distintos porcentajes de pago asignado.....	50
Figura 4.5 Detalle de las emisiones de CO <sub>2</sub> con el estampillado por energía y el esquema con localización. ....	51
Figura 4.6. Ingreso tarifario y peaje correspondiente a la aplicación de cada esquema de tarificación.....	52
Figura 4.7. Costo total de generación ante distintos porcentajes de pago asignado.....	53
Figura 4.8. Costo total de la demanda ante distintos porcentajes de pago asignado. ....	54
Figura 4.9. Costo social ante distintos porcentajes de pago asignado. ....	55

Figura 0.1. Screening Curve, barra 1. ....	70
Figura 0.2. Curva de duración, barra 1.....	70
Figura 0.3. Screening Curve, barra 2.....	71
Figura 0.4. Curva de duración, barra 2. ....	71

# Capítulo 1 : Introducción

## 1.1. Motivación

El segmento de transmisión es reconocido como un monopolio natural con marcadas economías de escala. Históricamente, es un sector caracterizado por ser fuertemente regulado. Su función es facilitar un mercado eléctrico competitivo al proporcionar servicios de transporte de energía de manera imparcial entre todos los compradores y vendedores de energía eléctrica. Con tal de que sea posible su operación, la transmisión debe ser remunerada para cubrir la totalidad de sus costos de inversión y mantenimiento.

En un mercado marginalista, una parte de los costos de transmisión se recauda mediante el ingreso tarifario y el déficit o residual se cubre con un cargo suplementario denominado peaje. El peaje es definido mediante un esquema de tarificación, el cual determina cuánto paga cada uno de los agentes del sistema. El principal problema que se desea solucionar en este trabajo es determinar el efecto del peaje en las inversiones de generación.

Así, este trabajo hace una inmersión al debate internacional que ha existido en torno a la forma de tarificar el transporte de energía eléctrica. El problema se ha abordado de las más diversas maneras y se han llegado a crear una amplia gama de metodologías tarifarias. Definir cuál es la más apropiada depende de múltiples factores, como la topología del sistema, las características del mercado y de los criterios de cada gobierno.

Hasta la fecha no existen estudios focalizados en encontrar un equilibrio de mercado de largo plazo que incorpore la recaudación de los costos de transmisión. Un análisis de este tipo ayudaría a hallar el mix de tecnologías de generación, en cuanto a tipo, ubicación y capacidad instalada. Cada uno de los posibles esquemas de tarificación impondría distintas configuraciones de Mega Watts instalados y ello originaría un costo total distinto para el sistema.

Adicionalmente, una información de este tipo ayudaría a observar el nivel de participación de las energías renovables ante distintas clases de peaje. El aumento o disminución de las tecnologías renovables repercutiría en el grado de emisiones de gases de efecto invernadero culpables de la degradación medioambiental. En este contexto, los resultados serían de interés en el actual contexto mundial para combatir el cambio climático.

## 1.2. Objetivos

Se establecen los siguientes objetivos en el desarrollo de esta memoria.

### 1.2.1. Objetivo General

Determinar el equilibrio de mercado de largo plazo de generación, considerando varios esquemas de tarificación para remunerar al sistema de transmisión. El análisis se desplegará en una red eléctrica que emule, de forma simplificada, las condiciones del sistema eléctrico chileno.

### 1.2.2. Objetivos Específicos

- Aplicar tres esquemas de tarificación y comparar sus diferencias en el equilibrio de largo plazo. Dos de los esquemas corresponden al estampillado por potencia y al estampillado por energía. El tercer esquema es una propuesta de este trabajo que busca incorporar señales de localización.
- Comparar varios escenarios donde el costo de transmisión es asignado en distintos grados porcentuales a la generación y a la demanda. Observar tendencias en las variaciones e identificar los beneficios de asignar un determinado porcentaje de pago a uno u otro agente.
- Obtener el mix tecnológico de generación y contabilizar el volumen energético inyectado de cada tecnología. Cuantificar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generados por las tecnologías de combustible fósil.
- Calcular los costos totales de operación, inversión y transmisión resultantes. Determinar el costo social involucrado de todos los escenarios estudiados.

## 1.3. Alcances

El presente trabajo de memoria implementa únicamente tres esquemas de tarificación: estampillado por potencia, estampillado por energía y un esquema con señales de localización. La implementación de otros esquemas, ubicables en la literatura, se propone como trabajo futuro.

El modelo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es uno simplificado conformado por una red con dos barras y una línea de transmisión. La estructura simula la conexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). Las tecnologías de generación disponibles en cada barra obedecen a las características propias de cada subsistema. Las tecnologías contempladas en este trabajo, según el tipo de fuente, son: carbón, gas (centrales de ciclo abierto y cerrado), diésel, biomasa, hidrológica (de embalse y pasada), solar y eólica.

Las inversiones en generación ignoran la capacidad real existente (*Greenfield planning*). El horizonte de evaluación contempla 288 horas. Cada periodo de 24 horas representa un

día de operación real con picos y valles de demanda. Cada uno de los días es uno representativo de los 12 meses del año. Los costos variables de operación son escalados para emular un año completo de operación.

La demanda se considera inelástica, es decir, no cambia sus decisiones de consumo ante la variación de costos. El supuesto es cada vez menos válido debido a la inserción de generación distribuida, baterías y redes inteligentes. Sin embargo, el objetivo es ilustrar las diferencias principales de implementar los distintos métodos de tarificación, centrando el análisis en cómo los enfoques de cada esquema impactan de manera distintiva la inversión en la generación.

## **1.4. Estructura del Trabajo**

El presente trabajo 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 los temas relevantes para el presente trabajo, como lo son las características particulares del segmento de transmisión, los esquemas tarifarios presentes en la literatura y la formulación matemática del problema de optimización de obras del sistema eléctrico.

En el capítulo 3 se presenta la metodología propuesta, la formulación del cálculo del costo unitario de transmisión según cada esquema tarifario, el caso de estudio y los datos de entrada del problema.

En el capítulo 4 se muestran los resultados de cada equilibrio de largo plazo, su validación, discusión y análisis detallado.

En el capítulo 5 se presenta las conclusiones y líneas propuestas de trabajo futuro.

Finalmente, en el capítulo 6 se entrega la bibliografía utilizada en el desarrollo de este trabajo.

# Capítulo 2 : Revisión Bibliográfica

## 2.1. Mercados de transmisión y competencia

El segmento de transmisión es reconocido como un monopolio natural con marcadas economías de escala [1]. Tales características, las cuales se verán con detalle más adelante, imposibilitan que en la transmisión se instaure un mercado perfectamente competitivo. Sin embargo, gracias a su existencia es posible concebir mercados competitivos en los niveles de generación y comercialización de la energía. El aporte de la transmisión es crucial y para comprenderlo es importante repasar alguno de sus conceptos principales.

### 2.1.1. Economías de Escala

Se denomina economía de escala a la situación en la que una empresa reduce sus gastos de producción al expandirse. Se trata de una situación en la que cuanto más se produce, el coste que tiene la empresa por fabricar un producto es menor. Para ofrecer una explicación coherente, es necesario examinar de cerca los distintos tipos de costos. Cuando una empresa fabrica un producto, se originan dos tipos de costo: el costo variable  $CV(q)$  y el costo fijo  $CF$ . Ambos compensan el costo total  $C(q)$ . El costo variable depende de la cantidad de producción " $q$ ", mientras que el costo fijo, en el corto plazo, no puede ser influenciado por la compañía y es independiente de la producción. Ver ecuación (2.1).

$$C(q) = CV(q) + CF \quad (2.1)$$

El costo promedio de producir una unidad es conocido como costo medio  $CM(q)$ . Ver ecuaciones (2.2) y (2.3).

$$CM(q) = \frac{C(q)}{q} = \frac{CV(q)}{q} + \frac{CF}{q} \quad (2.2)$$

$$CM(q) = CMV(q) + CMF(q) \quad (2.3)$$

Donde:

$CMV(q)$  Costo medio variable

$CMF(q)$  Costo medio fijo

La Figura 2.1 muestra el comportamiento de  $CMF(q)$ ,  $CMV(q)$  y  $CM(q)$  en los gráficos A, B y C, respectivamente, ante el aumento de la cantidad  $q$ . Se observa que  $CMF(q)$  disminuye con el aumento de la producción.  $CMV(q)$  puede ser constante al principio o incluso disminuir (no se muestra en la figura) debido a posibles mejoras organizativas, pero a largo plazo,  $CMV(q)$  aumenta con la producción.

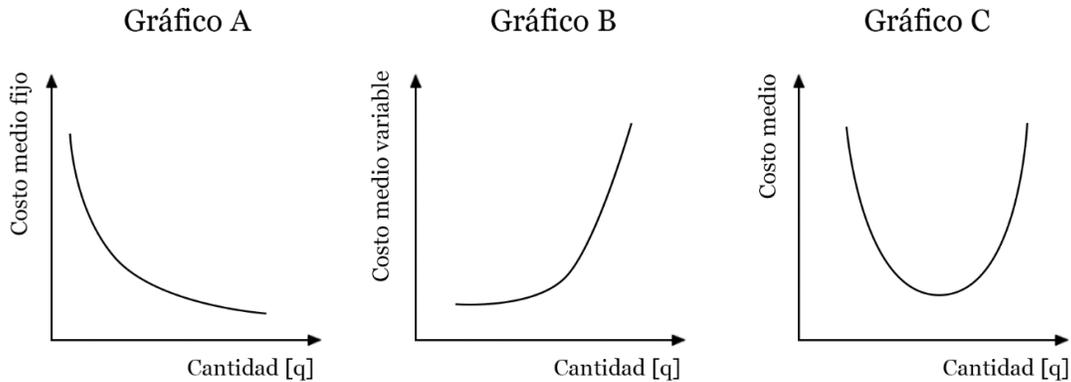


Figura 2.1. Curvas de costos medios.

Tal como se observa en el gráfico C de la Figura 2.1, el costo medio disminuye hasta alcanzar un mínimo y más allá de ese punto de producción, el costo medio aumenta. El punto donde se alcanza el mínimo de la curva U, corresponde a la cantidad óptima de producción. Hasta antes de alcanzar la cantidad óptima, se dan las condiciones para la existencia de economías de escala debido a la disminución del costo medio ante el aumento de producción.

Cuando se presenta un costo fijo alto y un costo variable relativamente bajo, la decisión lógica es aumentar la producción. Aumentar “ $q$ ” fuerza a disminuir  $CMF(q)$  aunque eso conlleve a aumentar  $CMV(q)$ . La producción aumenta hasta que  $CMV(q)$  sea lo suficientemente grande para incrementar  $CM(q)$ . Esta estructura da la oportunidad de ajustar la producción al mínimo de la función de costo.

En el mercado de la transmisión, los costos fijos son altos, mientras que los costos variables son comparativamente bajos. Se cumple el criterio de economía de escala y el costo medio decrece en proporción al aumento del tamaño del proyecto. Por ejemplo, el costo medio de transmisión decrece a medida que aumenta la capacidad de la línea, lo que crea incentivos a realizar grandes inversiones en líneas y de esta manera obtener un menor costo por kilowatt transmitido.

## 2.1.2. Monopolio Natural

En el apartado anterior se indicó que las economías de escala se pueden caracterizar como un costo medio decreciente sobre la producción. Al tomar decisiones a largo plazo, una empresa construirá sus instalaciones ajustando el nivel de producción para lograr que su costo medio sea mínimo. La escala más pequeña a la que una compañía puede producir, tal que sus costes medios a largo plazo se reduzcan al mínimo, se conoce como escala mínima eficiente (EME). En caso de pequeñas economías de escala, el EME será pequeño, mientras que las grandes economías de escala favorecerán las instalaciones de producción más grandes.

En la Figura 2.2 se muestran dos estructuras diferentes, respecto al EME posible y al tamaño del mercado. En el gráfico A de la figura, el EME es bastante pequeño y permite que muchas empresas puedan operar en el mercado para atender a la demanda. El gráfico B describe una situación en la que el EME es mayor que la demanda total del mercado. Geométricamente, esto significa que el punto mínimo de la curva de costo medio está a la derecha de la curva de demanda. Esta estructura se llama monopolio natural.

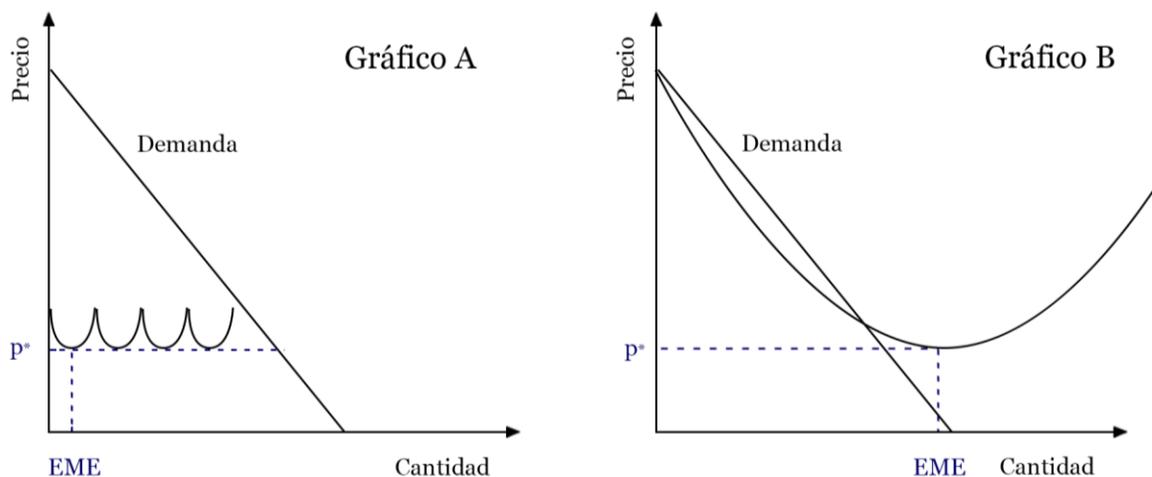


Figura 2.2. EME y tamaño del mercado.

La transmisión posee las características de un monopolio natural. En el sector, es económicamente más eficiente contar con una sola línea operando que dos o más de menor capacidad. Consecuentemente, a nivel de costos, se requiere la existencia de solo una empresa encargada de construir y operar una línea, que dos o más empresas en competencia. Ante tales condiciones, es necesario un sistema regulador y fiscalizador por parte del estado para evitar malas prácticas de parte de la empresa monopolista.

## 2.2. Introducción a las tarifas de transmisión

Para empezar a discutir sobre las tarifas de transmisión se requiere dominar la definición del servicio de transmisión. En [2] se entrega la siguiente definición: “La función de la transmisión es facilitar un mercado eléctrico competitivo al proporcionar servicios de transporte de energía de manera imparcial entre todos los compradores y vendedores de energía, mientras sea capaz de recuperar la totalidad de los costos por proporcionar tales servicios”. A los clientes (generadores y/o demanda) se les debe cobrar un precio que incentive la correcta toma de decisiones, técnicas y económicas, para mejorar y ampliar las instalaciones. Por lo tanto, el esquema de tarificación debe cumplir los siguientes requisitos:

1. Promover la eficiencia económica.
2. Compensar a las empresas de la red de forma justa por proporcionar los servicios de transmisión.
3. Asignar los costos de transmisión entre todos los usuarios de transmisión.
4. Mantener la confiabilidad de la red.

### 2.2.1. Precios y estructuras de mercado

En la sección 2.1.2. se destacó que el mercado de transmisión exhibe las características de un monopolio natural. Esta estructura difiere de los mercados perfectamente competitivos, que a menudo son utilizados como caso base para analizar otras estructuras de mercado. Por lo tanto, en la siguiente sección se explicará el mecanismo de precios en los mercados perfectamente competitivos como base para la evaluación de los monopolios naturales.

#### 2.2.1.1. Precios en mercados perfectamente competitivos

Un mercado es perfectamente competitivo cuando los productores y consumidores son tomadores de precios y ninguna acción individual de uno u otro influirá en el precio del bien o servicio. Adicionalmente, los bienes ofrecidos por los distintos vendedores son homogéneos y no existen barreras de entrada ni salida del negocio. Dado estos supuestos de competencia, se origina la situación ideal donde el precio del mercado es único y es determinado por las fuerzas de la oferta y la demanda.

En la Figura 2.3 se muestra la solución de equilibrio en mercados perfectamente competitivos. El gráfico representa el comportamiento de la oferta y demanda ante distintos precios y cantidades de un bien. El precio de equilibrio de mercado ( $p_m$ ) se da por la intersección de las curvas de oferta y demanda.

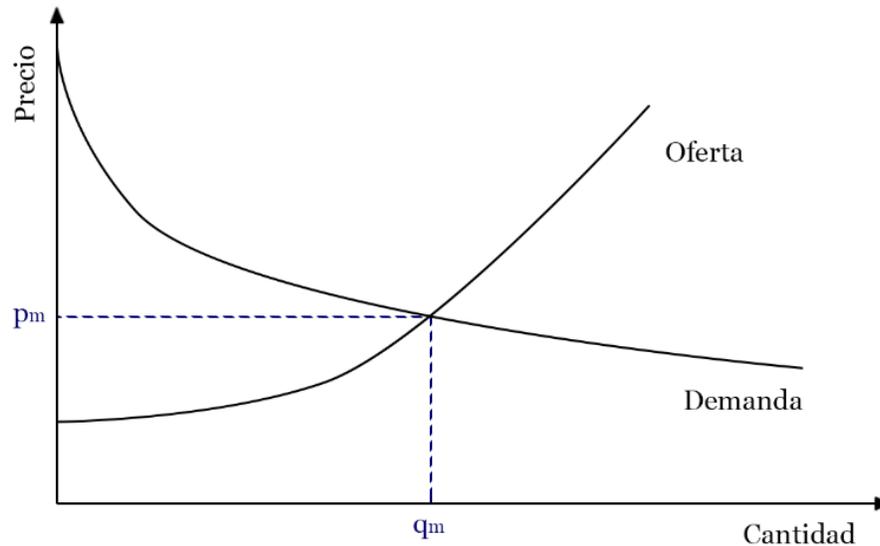


Figura 2.3. Punto de equilibrio en mercados perfectamente competitivos.

Cuando se habla de productores que maximizan su beneficio, se refiere a la acción de ajustar el nivel de producción. El beneficio se define de la siguiente manera:

$$\text{Beneficio} = \text{Ingreso} - \text{Costo} \quad (2.4)$$

$$\pi = pq - C(q) \quad (2.5)$$

El máximo beneficio de los productores se define en la ecuación (2.6).

$$\max\{pq - C(q)\} \quad (2.6)$$

Donde la condición de primer orden que establece la maximización con respecto a “q” se observa en la ecuación (2.7).

$$p = p_m = \frac{dC(q)}{dq} \quad (2.7)$$

La expresión de la ecuación (2.7) representa, por definición, al costo marginal. Por lo tanto, el precio es igual al costo marginal de los productores cuando se está en el punto de equilibrio. Además del enfoque matemático, la condición de primer orden también se puede obtener al analizar el comportamiento de los productores. El problema por resolver es qué cantidad se debe producir para obtener el máximo beneficio. El productor operará en el punto donde el ingreso adicional por vender una unidad más (también conocido

como ingreso marginal) sea igual al costo marginal. La afirmación se demuestra a partir de la ecuación (2.8), ella muestra el aumento de ingresos ( $R$ ) que los productores pueden recaudar cuando se modifica marginalmente la producción  $q$ .

$$dR = p \cdot dq \quad (2.8)$$

Por lo tanto, el precio se define como:

$$p = \frac{dR}{dq} \quad (2.9)$$

El lado derecho de la ecuación (2.9) es, por definición, el ingreso marginal. Entonces, el punto de equilibrio se caracteriza por:

$$p = p_m = \frac{dR}{dq} = \frac{dC(q)}{dq} \quad (2.10)$$

Se pueden extraer las siguientes conclusiones: La intersección de la curva de oferta y demanda establece un equilibrio; el precio de equilibrio es igual al costo marginal y al ingreso marginal de los productores; y el superávit total en mercados perfectamente competitivos es máximo.

Las consideraciones anteriores no pueden aplicarse a monopolios naturales. En contraste, la siguiente sección describe las características particulares de esta estructura.

### 2.2.1.2. Precios en monopolios naturales

En mercados perfectamente competitivos, el precio es igual al costo marginal, pero ello no es cierto para los monopolios naturales. Para entender mejor la situación es necesario definir la relación entre el costo medio  $CM(q)$  y el costo marginal  $CMg(q)$ . En la Figura 2.4 se aprecia que la curva de costo marginal cruza la curva de costo medio en su mínimo. Esto se puede apoyar matemáticamente de la siguiente manera, sean  $CMg(q)$  y  $CM(q)$  expresadas en las ecuaciones (2.11) y (2.12):

$$CMg(q) = \frac{dC(q)}{dq} \quad (2.11)$$

$$CM(q) = \frac{C(q)}{q} \quad (2.12)$$

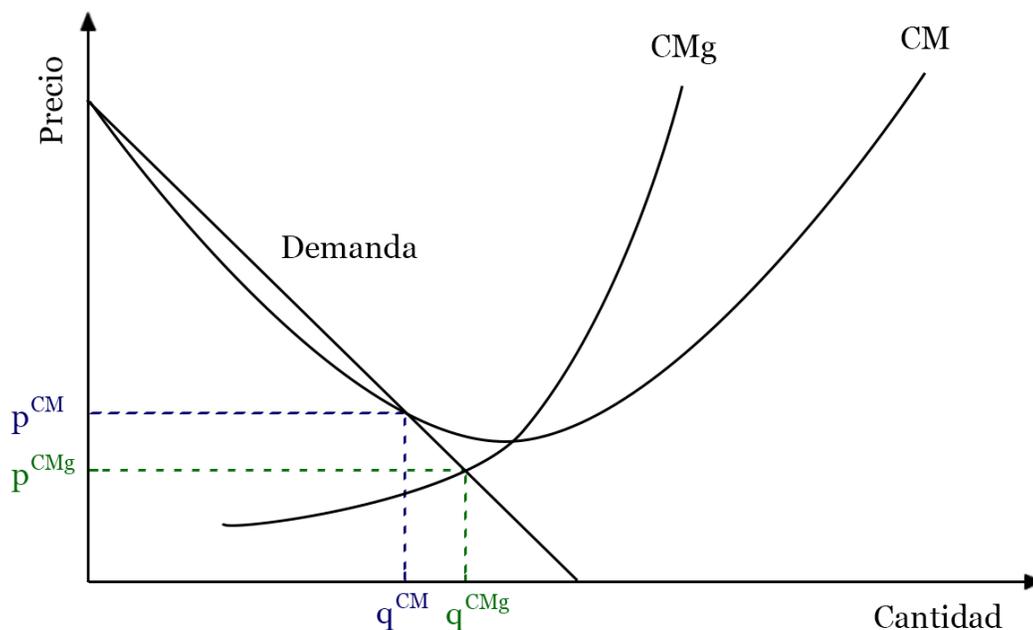


Figura 2.4. Precios en un monopolio natural.

Donde el mínimo de la curva del costo medio es calculado con la condición de primer orden:

$$\frac{dCM(q)}{dq} = \frac{q \frac{dC(q)}{dq} - C(q)}{q^2} = 0 \quad (2.13)$$

Sustituyendo los términos (2.11) y (2.12) en la igualdad (2.13) se obtiene:

$$\frac{CMg(q)}{q} - \frac{CM(q)}{q} = 0 \quad (2.14)$$

Lo cual es equivalente a:

$$CMg(q) = CM(q) \quad (2.15)$$

Sin embargo, en el caso de un monopolio natural, el punto de intersección de  $CMg(q)$  y  $CM(q)$  queda a la derecha de la curva de demanda, es decir la cantidad óptima es superior a lo demandado. Por lo tanto, se debe fijar otro punto que sea capaz de satisfacer apropiadamente a la demanda. Producir la cantidad  $q^{CMg}$  a precio  $p^{CMg}$  sería eficiente,

pero en este caso las utilidades de los productores resultarían negativas. El monopolista recuperaría sus costos en el punto  $(q^{CM}, p^{CM})$  pero la cantidad  $q^{CM}$  no es suficiente para satisfacer al mercado. En cualquier caso, existe una pérdida de bienestar social. Existen dos enfoques para abarcar el problema. 1) Permitir que el productor opere en el punto  $(q^{CM}, p^{CM})$  y asumir el déficit de producción. 2) Permitir que el productor opere en el punto  $(q^{CMg}, p^{CMg})$  y subsidiar las pérdidas. En este trabajo se aborda la segunda estrategia, que es una metodología ampliamente utilizada en el mundo y específicamente en Chile.

### 2.2.2. Ingreso tarifario

En tarificación de sistemas de transmisión se utiliza la denominación ingreso tarifario para hacer referencia a la diferencia de valor que la energía presenta en los extremos emisor y receptor de una línea. Por ejemplo, sea un sistema eléctrico con 2 nodos,  $A$  y  $B$ , conectados entre sí por una línea de transmisión. Se desea retirar energía desde el nodo  $B$  por medio de la inyección de energía en el nodo  $A$  que sea transmitida a través de la línea. El ingreso tarifario, producto de esta actividad, es la siguiente:

$$IT = P_B \cdot Q_b - P_A \cdot Q_A \quad (2.16)$$

Donde:

$P_A$ y $P_B$	Precios de la energía en los extremos $A$ y $B$
$Q_A$ y $Q_B$	Cantidad ingresada y retirada del tramo

De este modo, si se visualizara a la transmisión como vendedor en el extremo receptor de la energía que compra en el extremo emisor, el ingreso tarifario correspondería al ingreso que éste percibiría producto de esta simulada operación de compraventa. Sin embargo, cuando el precio se efectúa a costo marginal, el ingreso tarifario no es suficiente para cubrir la totalidad de sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Ante tal escenario, es necesario que el transmisor reciba como remuneración un cargo suplementario denominado peaje [3][4]. Como ejemplo, en Chile el ingreso tarifario cubre aproximadamente el 15% de los costos de transmisión [5][6] y el déficit es recolectado mediante el mecanismo de peaje.

Finalmente, se quiere determinar quién, cuánto y cómo se paga el cargo suplementario. Por lo tanto, en la literatura se han propuesto varios esquemas de tarificación para fijar los precios por conceptos de peaje. El objetivo es asignar todo o parte del costo entre los agentes que hacen uso de ella.

## 2.3. Métodos de Tarificación

Dentro de las metodologías de tarificación se distinguen dos grandes paradigmas: las metodologías por costos incrementales (*incremental costs*) y por costos incurridos (*embedded costs*). Las primeras retribuyen al transmisor los costos incrementales (variables) atribuibles a una nueva instalación, donde el pago es asignado específicamente al cliente que hace uso del nuevo servicio. El sistema existente es pagado por los clientes actuales (antiguos). Las metodologías por costos incrementales son valoradas por promover la eficiencia económica, sin embargo, son complejas de implementar.

Las metodologías por costos incurridos, en tanto, agrupan todos los costos en un único valor. La suma de los costos es asignada a todos los usuarios del sistema. Por lo tanto, es necesario definir el “extend of use” o nivel de uso que cada uno de los agentes hace del servicio de transmisión para asignar el pago. Adicionalmente se reconocen aquellas metodologías que mezclan los dos paradigmas anteriores, es decir, incrementales e incurridos.

Cada paradigma engloba una serie de métodos y sub-métodos. La clasificación completa, donde se rescatan las metodologías más utilizadas, se observa en la Figura 2.5. A continuación, se realiza una pequeña descripción de las características de cada esquema tarifario mostrado en la figura:

- **Estampillado:** Hace referencia al sistema de correos, donde los usuarios pagan de acuerdo al tamaño del paquete y no por la distancia recorrida. Los usuarios pagan un cargo en función de su cantidad de energía inyectada/retirada, independiente de su localización. Las transferencias entre generador y consumo a corta distancia subvencionarían de manera cruzada el costo de las transacciones a larga distancia. [1][7][8][9][10]
- **Ruta por contrato:** El proveedor de servicios de transmisión y el cliente acuerdan una ruta ficticia (Contract Path) para el servicio de transmisión. La ruta contratada interconecta los puntos de inyección y recepción. Se define "virtualmente" sin estudios de flujo de potencia. Válido para sistemas con pocos contratos. [1][8][10]
- **Distancia basada en el concepto MW-Milla:** Los cargos de transmisión se asignan al cliente en función de la distancia de la línea aérea (distancia en milla) entre los puntos inyección-retiro y la magnitud de la potencia transmitida (MW). No depende de la situación real de la red. Una variación de este método es el MVA-Milla basado en la potencia aparente. [1][7][8][10]
- **Flujo de potencia basada en el concepto MW-Milla:** Es un método que considera las condiciones reales de la red. Utiliza el análisis de flujo de potencia, las cargas pronosticadas y la configuración de la generación. El costo asignado al cliente se calcula sobre la base del *extend of use* de cada tramo de la red. [1]



- **MW-mile (MWM):** El flujo de cada circuito (línea) causado por el patrón de generación/carga de cada cliente debe calcularse en función de un modelo de flujo de potencia. Los costos se asignan en proporción al cociente entre el flujo de potencia y la capacidad del circuito. [1]
- **Modulus Method (MM):** Las capacidades de línea, utilizadas en el método anterior, se reemplazan por los flujos de potencia absolutos. La sustitución permite la cobertura total de los costos incurridos, la capacidad real y las reservas adicionales. El concepto también es conocido como usage method. [1]
- **Zero-Counterflow-Method (ZCM):** Los clientes que produzcan un flujo de energía en dirección opuesta al flujo neto no deberán pagar por la instalación. Se contempla que la reducción del flujo neto es beneficiosa para el sistema. [1]
- **Método de Bialek y Método de Kirschen:** Son distintas metodologías para cuantificar cuanta potencia fluye desde una fuente en particular hacia una carga puntal. También permite cuantificar la contribución de un generador (o carga) al flujo por una determinada línea. Se basan en flujos totales (AC o DC) y dependen de las condiciones de la red. [7][10][11]
- **Factores de Distribución:** Es otra de las formas de medida del uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Se distinguen tres tipos, los factores de distribución de desplazamiento de la generación (GSDF), los factores de distribución generalizados de generación (GGDF) y los factores de distribución generalizados de consumos (GLDF). El primero se basa en flujos incrementales y depende de una barra de referencia. El segundo y el tercero se basan en flujos totales y dependen de las condiciones operacionales. [8][10][11][12][13][14]
- **Costo Marginal de Corto Plazo:** Aplicación de la teoría marginalista. Representa el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema. [1][7][8][10]
- **Costo Marginal de Largo Plazo:** Aplicación de la teoría marginalista. Se realiza la distinción para periodos largos de tiempo. La capacidad de transmisión no es fija y se contempla el costo por la construcción de nuevas obras, refuerzos y expansiones. [1][7][10]
- **Costo Incremental de Corto Plazo:** Resulta del cálculo de los costos del sistema con y sin la transacción de transmisión completa. Los ingresos recaudados compensan solo los costos a corto plazo incurridos por esta transacción específica. Para estimar los costos, se puede utilizar un modelo de flujo óptimo de potencia (OPF), que determina todas las restricciones de transmisión y generación, así como la estabilidad dinámica y estática. [1][7][10]

- **Costo Incremental de Largo Plazo:** No hay modificaciones importantes dentro del método, excepto de la inclusión de una mirada a largo plazo para considerar las expansiones de la red. [1][10]
- **Ingreso Tarifario por energía y potencia:** Aparece de forma automática al valorar la energía o potencia de cada barra del sistema a su costo marginal. El ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de energía y potencia en ellas. [7]
- **Precios de Ramsey:** Este método trata de elevar la recaudación obtenida mediante los costos marginales a través de la alteración de estos, utilizando términos aditivos o multiplicativos. Los costos marginales son modificados atendiendo a la elasticidad de la demanda, de forma que el comportamiento óptimo no se altere. [7]
- **Método basado en una medida independiente:** Este método prorroga el pago complementario a través de una medida independiente como puede ser la potencia firme, la potencia media o la capacidad instalada de generación. Es equivalente al estampillado. [7]
- **Pago por beneficiarios:** Reparte el cargo complementario en base a los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Por beneficio se entiende la mejora que experimenta un agente (generador o consumidor) en su situación económica por el hecho de que el sistema cuente con una instalación. [7][15]

### 2.3.1. Estampillado

A continuación, se aborda con más detalle el esquema de estampillado, uno de los métodos aplicados en este trabajo. El estampillado es un esquema basado en los costos medios. El nombre de estampillado (*Postage Stamp*) hace referencia al sistema de correos, donde los usuarios pagan el servicio de acuerdo con el tamaño del paquete y no por el camino recorrido. La tarifa es independiente del lugar en que se inyecte la potencia, ya sea cerca o lejos de los puntos de consumo.

Existen muchos parámetros con la que se puede medir el uso del sistema, los más mencionados en la literatura son por medio de la potencia (MW) y la energía (MWh) [7]. En ambos casos, la asignación del pago es a prorrata de la cantidad consumida o generada.

Una de las formas más comunes de la aplicación de este método es expresada en la ecuación (2.17). La asignación del costo se basa en la tasa de estampillado (\$/MW), valor igual al cociente entre los costos de transmisión y la demanda máxima del sistema. El cargo por transmisión para cada cliente viene dado por el producto de su potencia, inyectada o retirada, y la tasa de estampillado.

$$R_t = P_t \cdot \left( \frac{CT}{P_{Peak}} \right) \quad (2.17)$$

Donde:

$R_t$  Pago a la transmisión por la transacción  $t$  (\$).

$CT$  Costo total de la transmisión (\$).

$P_t$  Potencia transmitida  $t$  (MW).

$P_{Peak}$  Potencia peak del sistema (MW).

El cálculo de la tarifa no entrega señales de localización. Las transferencias entre agentes a corta distancia subvencionarían de manera cruzada el costo de las transacciones a larga distancia.

Tiene la principal ventaja de poseer un cálculo sencillo, lo que lo hace fácil de implementar. Sistemas demasiado complejos, en cambio, suelen involucrar costos excesivamente altos en la gestión y coordinación, además de ser difícilmente reproducibles. Entre las desventajas se encuentran todas aquellas originadas por la escasez de factores que contempla su cálculo. No se tienen en cuenta restricciones o congestiones de la red.

## 2.4. Parque de generación económicamente adaptado

En un sistema eléctrico económicamente adaptado existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía. En este punto, los agentes del parque de generación maximizan sus utilidades, medidos durante un horizonte de tiempo, disminuyendo al mínimo sus costos totales de inversión y operación. Se determina considerando el conjunto de todas las tecnologías factibles de generación y las características técnico-económicas del mercado. El sistema debe asegurar la continuidad y la calidad de servicio eléctrico en operación normal y en contingencia.

La operación e inversión del sistema eléctrico se constituye a través de modelos matemáticos que simulan el despacho energético. Dichos modelos deben rescatar las particularidades propias de la red y acoger las diversas incertidumbres que se presenten en el análisis. Por mencionar algunos:

- La demanda energética es un parámetro variable que depende de la actividad económica, el crecimiento y hábitos de comportamiento de la población. Se caracteriza por demostrar comportamientos cíclicos a nivel estacional, semanal y diario.
- La energía eléctrica, al no ser almacenable a gran escala, obliga a que el consumo y la producción ocurran simultáneamente.

- Al existir economías de escala en la transmisión, el sistema promueve la integración de consumos en sistemas interconectados de gran tamaño.
- Existen importantes aleatoriedades en la producción de energía eléctrica producto de la indisponibilidad de unidades, condiciones hidrológicas, radiación solar, aporte de vientos, entre otros.
- Los beneficios adicionales por el ingreso de una nueva planta generadora dependen fuertemente de las características del sistema interconectado. En otras palabras, un proyecto conveniente para un sistema puede no serlo para otro.

Para definir el equilibrio de mercado en generación se requieren los costos fijos y variables de operación de todas las tecnologías. Entre los costos fijos se considera la anualidad de inversión, los costos de transporte de combustible, mantenimientos, personal, servicios (seguridad, casino, otros) y seguros de operación. Entre los costos variables se encuentran los combustibles, repuestos y consumibles (lubricantes, aditivos químicos, otros).

#### 2.4.1. Screening Curve Method (SCM)

Un método rápido e intuitivo para estimar el mix de generación resultante de un equilibrio de mercado es por medio del *Screening Curve Method* (SCM) [16]. El modelo calcula el mix tecnológico para un sistema económicamente adaptado a través de dos gráficos: el costo de operación en función del tiempo y la curva de duración de la demanda. En la Figura 2.6 se observa un ejemplo simplificado de un sistema uninodal con tres tipos de tecnologías. En el grafico superior se aprecia el costo en función del tiempo de las tres tecnologías, donde la recta de cada una se obtiene de la suma entre el costo fijo ( $CF_i$ ) más el producto entre costo variable ( $CV_i$ ) y el tiempo. La opción optima de generación para el horizonte total la establece la envolvente inferior de la intersección de las tres rectas. En el grafico inferior se aprecia la curva de duración de la demanda, que es el consumo ordenado en sucesión jerárquica descendente (de mayor a menor).

En el ejemplo, la tecnología 1 (color amarillo) opera en la totalidad del horizonte inyectando una potencia desde  $D_1$  hasta  $D_2$ , debido a que presenta el menor costo variable y su operación resulta rentable para largos periodos de tiempo. La tecnología 2 (verde) opera en casos donde la demanda se encuentra entre  $D_2$  y  $D_3$ . Finalmente, la tecnología 3 (rojo) opera únicamente en los casos extremos, cuando la demanda supera  $D_3$ .

En caso de haber una cuarta tecnología que presente una recta por encima de la envolvente inferior, esta no formará parte de la matriz de generación. Dicha tecnología se denominaría una tecnología inferior por presentar mayor costo total para cualquier periodo de operación. En caso contrario, si una tecnología presenta una recta total o parcialmente inferior a la envolvente, esta desplazaría a las tecnologías más costosas.

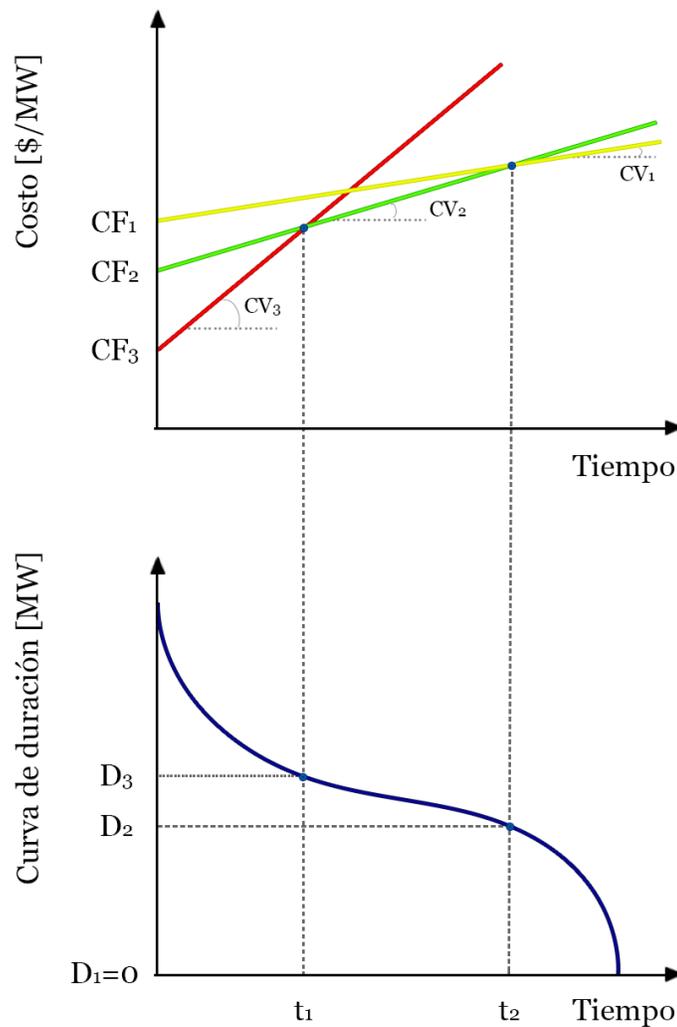


Figura 2.6. Screening Curve Method (SCM).

Una forma de clasificar las tecnologías es mediante la definición de centrales base, semibase o de punta. En el ejemplo de la Figura 2.6, la tecnología 1, se caracteriza por tener un bajo costo variable y un alto costo fijo, es una central de base como pueden ser las centrales hidroeléctricas, nucleares y a carbón. La tecnología 2 representa las centrales semibases como pueden ser las centrales a gas. Y la tecnología 3, con un costo variable alto y un bajo costo fijo, representa las centrales de punta como aquellas que operan con petróleo diésel.

La clasificación de tecnologías de base, media, y de punta son válidos para sistemas hidrotérmicos. Dicha clasificación deja fuera a centrales de fuente variable como pueden ser las plantas eólicas y solares. Ante la gran inmersión de este tipo de tecnologías, se requieren métodos más sofisticados acorde al nuevo contexto mundial.

## 2.4.2. Flujo de Potencia Óptimo (OPF)

El flujo de potencia óptimo (OPF, *Optimal Power Flow*) consiste en despachar una serie de generadores para satisfacer una demanda dada teniendo en cuenta las restricciones del sistema y haciéndolo al menor costo posible [17]. La solución general de un OPF consiste en minimizar (o maximizar) una función objetivo sujeta a restricciones de igualdad y desigualdad. La función objetivo puede tomar diferentes formas dependiendo del propósito del OPF. En caso de una planificación de obras de generación, la función objetivo es la minimización de los costos de operación e inversión del conjunto de centrales.

El flujo de potencia óptimo es un problema no lineal y no convexo. El problema se puede abordar usando un modelo simplificado de la red, lo cual da origen a un flujo de potencia óptimo DC (OPF-DC). El modelo DC de la red se obtiene ignorando las pérdidas y linealizando las ecuaciones de flujo de potencia. Para resolver un OPF-DC se pueden usar técnicas de Programación Lineal con la condición de que tanto la función objetivo como las restricciones mantengan una formulación lineal.

La función objetivo a minimizar se expresa en la siguiente formulación:

$$\min_{P_{u,b,t}, C_{u,b,t}} \sum_t^T \sum_b^{NB} \sum_u^{NG} P_{u,b,t} \cdot CVar_{u,b} + \sum_b^{NB} \sum_u^{NG} C_{u,b} \cdot CInv_{u,b} \quad (2.18)$$

Donde:

$u$	Índice tecnología.
$b$	Índice barra.
$t$	Índice tiempo.
$P_{u,b,t}$	Energía inyectada por la tecnología $u$ en la barra $b$ en el tiempo $t$ (MWh).
$C_{u,b}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MW).
$CVar_{u,b}$	Costo variable de la tecnología $u$ en la barra $b$ (\$/MWh).
$CInv_{u,b}$	Costo unitario de inversión de la tecnología $u$ en la barra $b$ (\$/MW).
$NG$	Número de tecnologías por barra.
$NB$	Número de barras.
$T$	Número de horas representativas.

El problema esta sujeto a las siguientes restricciones lineales:

- Balance por barra:

$$\sum_u^{NG} P_{u,b,t} + \sum_l^{NL} F_{l \rightarrow b,t}^{Entrante} - \sum_k^{NL} F_{b \rightarrow k,t}^{Saliente} = Dem_{b,t} \quad \forall b, t \quad (2.19)$$

Donde:

$F_{l \rightarrow b,t}^{Entrante}$	Flujo entrante a través de la línea $l \rightarrow b$ en el tiempo $t$ (MW).
$F_{b \rightarrow k,t}^{Saliente}$	Flujo saliente a través de la línea $b \rightarrow k$ en el tiempo $t$ (MW).
$Dem_{b,t}$	Demanda en la barra $b$ en el tiempo $t$ (MW).
$NL$	Número de líneas conectadas a la barra $b$ .

- Potencia máxima de las unidades:

$$P_{u,b,t} \leq C_{u,b} \cdot W_{u,b,t} \quad \forall b, u, t \quad (2.20)$$

Donde:

$P_{u,b,t}$	Energía inyectada por la tecnología $u$ en la barra $b$ en el tiempo $t$ (MWh)
$C_{u,b}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MW).
$W_{u,b,t}$	Factor de capacidad horaria usada para capturar la variabilidad de recursos intermitentes como la radiación solar y la velocidad de viento.

- Factor de planta:

$$\sum_t^T P_{u,b,t} \leq T \cdot CF_{u,b} \cdot C_{u,b} \quad \forall b, u \quad (2.21)$$

Donde:

$P_{u,b,t}$	Energía inyectada por la tecnología $u$ en la barra $b$ en el tiempo $t$ (MWh)
$C_{u,b}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MW).
$W_{u,b,t}$	Factor de planta del generador $u$ en la barra $b$ .
$T$	Número de horas representativas.

- Capacidad máxima de las líneas:

$$-F_{m \rightarrow n}^{Max} \leq F_{m \rightarrow n,t} \leq F_{m \rightarrow n}^{Max} \quad \forall m, n, t \quad (2.22)$$

Donde:

$F_{m \rightarrow n,t}$	Flujo a través de la línea que conecta las barras $m$ y $n$ en tiempo $t$ (MW)
$F_{m \rightarrow n}^{Max}$	Capacidad máxima de la línea que conecta las barras $m$ y $n$ (MW).

- Flujo DC para cada línea:

$$F_{m \rightarrow n, t} - \frac{(\theta_{n, t} - \theta_{m, t})}{R_{m \rightarrow n}} = 0 \quad \forall m, n, t \quad (2.23)$$

Donde:

$F_{m \rightarrow n, t}$	Flujo a través de la línea que conecta las barras $m$ y $n$ en tiempo $t$ (MW)
$\theta_{n, t}$	Ángulo de fase de la barra $n$ en el tiempo $t$ .
$\theta_{m, t}$	Ángulo de fase de la barra $m$ en el tiempo $t$ .
$R_{m \rightarrow n}$	Reactancia de la línea que conecta las barras $m$ y $n$ ( $\Omega$ ).

### 2.4.3. Equilibrio de mercado de generación bajo un esquema de tarificación para la transmisión

En la literatura han existido diversos esfuerzos para dilucidar cuál es el mejor esquema de tarificación para un mercado eléctrico. A continuación, se resumen algunos papers que se han enfocado en analizar diversos métodos y esquemas de tarificación. También se nombran trabajos que proponen estrategias para desarrollar modelos de equilibrio de mercado bajo un esquema de tarificación. Sumado a lo anterior, se indican investigaciones enfocados en otros tópicos, como es la implementación de un cargo por emisiones de carbono, que resuelven un problema muy similar al objetivo de este trabajo.

En [10] se analizó y comparó un número selecto de métodos basados en costos incurridos. Los métodos fueron: el estampillado, MW-Milla, MVA-Milla, GGDF y el método de Bialek. Cada uno fue aplicado a un sistema IEEE de 6 barras, a un sistema IEEE de 14 barras y a un sistema RTS de 24 barras. Los cargos por transmisión fueron cargados totalmente a la generación. El mecanismo para comparar los métodos fue contrastar el costo por MW asignado a cada generador por el uso de las líneas. Por MW se refiere a la potencia inyectada por cada generador en un único instante de tiempo. Los pasos fueron los siguientes: 1) se establecía un costo total por las líneas de transmisión, 2) mediante flujos de potencias se obtenían los parámetros necesarios para calcular el costo de transmisión para cada uno de los generadores, 3) el costo calculado y asignado a cada generador era dividido por el total de sus MW inyectados.

Los resultados demuestran que los métodos son perfectamente aplicables y pueden definir, según cada criterio, la forma de repartir los costos. De todos los métodos, el documento determina que el método de Bialek es la mejor forma de tarificar la transmisión por el hecho que considera flujos de potencia AC y los flujos de todas las líneas. Sin embargo, la conclusión es una apreciación personal de los autores debido a que comparar los costos por MW no permite definir si un método es mejor que otro. Es importante remarcar que los resultados obtenidos en el paper fue producto de comparar los esquemas en sistemas preestablecidos. En dichos sistemas, la ubicación de las unidades, la capacidad máxima y los costos de generación se conocían con anterioridad.

En este sentido, la aplicación de uno u otro método de tarificación no afectaba en el despacho de las unidades ni en el equilibrio de mercado.

Existen otros trabajos comparativos, con metodologías similares, que tampoco alteran el equilibrio de mercado [18][19][20]. Destaca el trabajo liderado por J.X. Wang [21], estudio que se hace cargo de la fuerte inserción de generación distribuida DERs (*Distributed Energy Resources*) en la matriz eléctrica. El enfoque fue proponer un esquema de tarificación basado en el uso de las redes acorde a la capacidad de los DERs. Su desarrollo innova al considerar las fluctuaciones y restricciones propias de tecnologías de fuente renovable como la solar fotovoltaica, eólica y sistemas de almacenamiento de energía (ESS).

El siguiente trabajo de J.X. Wang [22] logra ser una primera aproximación formal para determinar un equilibrio de mercado que sea dependiente de un esquema de tarificación. El documento formula un modelo y una estrategia de planificación para la inversión de los DERs bajo un esquema tarifario concreto. Específicamente, se propone que todos los costos sean pagados por los consumidores, donde la contribución de cada uno se define mediante los factores de distribución generalizados de consumos (GLDF).

En el trabajo mencionado en el párrafo anterior se establece un problema de equilibrio de mercado de dos niveles para desarrollar la estrategia de planificación (ver Figura 2.7). En el nivel inferior, se calculan los precios de transmisión de acuerdo con el esquema tarifario propuesto. En el nivel superior, tomando el precio de transmisión calculado, se resuelve el problema de optimización minimizando los costos de operación e inversión de los consumidores. Los niveles inferior y superior se resuelven iterativamente hasta converger.

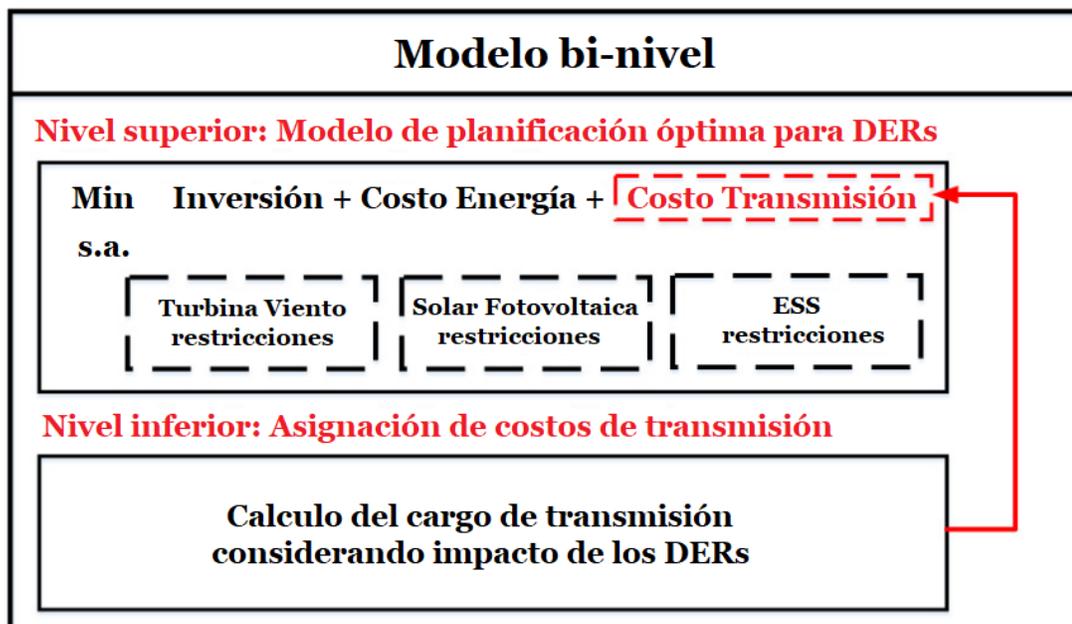


Figura 2.7. Estrategia para resolver la planificación óptima de obras con esquema de tarificación.

Teniendo en cuenta la mayoría de las investigaciones sobre programación matemática con restricciones de equilibrio (MPEC), el trabajo de J.X. Wang se centra en realizar inversiones estratégicas para los DERs y analizar los efectos de incorporar los costos de transmisión en la planificación. Por lo tanto, un consumidor planea de manera óptima los DERs en el nivel superior y define los precios de transmisión en el nivel inferior.

Una dificultad a tener en cuenta en el éxito del problema es la incertidumbre de su convergencia. Con respecto a esto, considerando la naturaleza no lineal y no analítica del modelo, es imposible garantizar la convergencia. Puede ocurrir que los resultados de cada iteración oscilen entre dos situaciones: i) bajos costos de inversión, pero altos costos de operación; ii) altos costos de inversión, pero bajos costos de operación (ver ilustración de la Figura 2.8). Si llega a suceder tal problemática, en [22] se propone el siguiente criterio de convergencia:

1. Encontrar los puntos donde ocurren las oscilaciones entre cada iteración.
2. Calcular los costos de inversión basado en la estrategia de planificación de cada una de las situaciones oscilantes.
3. De acuerdo con el esquema de tarificación propuesto, calcular y actualizar los precios de transmisión para cada situación.
4. Identificar la situación con los menores costos de inversión y finalizar la iteración. La estrategia de planificación selecciona la situación con los costos mínimos como el resultado convergente.

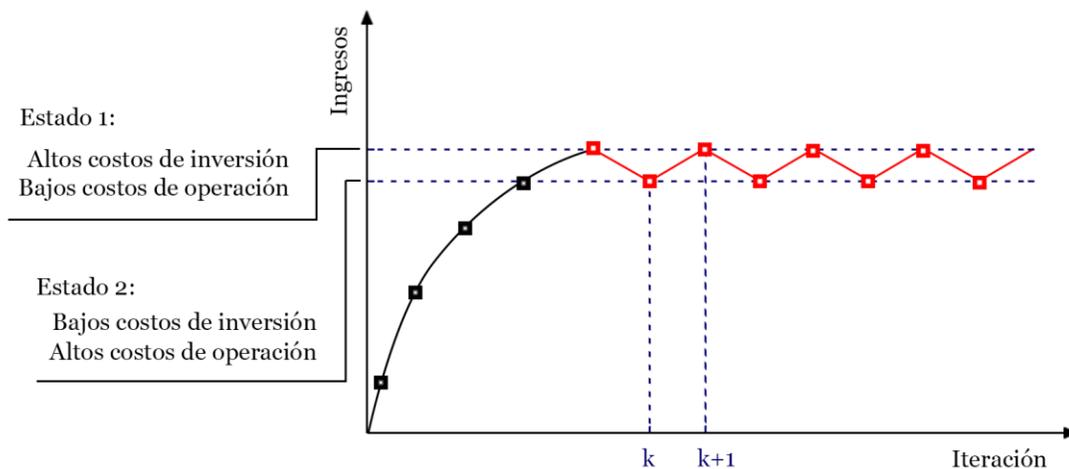


Figura 2.8. Ilustración de la oscilación entre iteraciones.

En 2018 se desarrolla una nueva investigación basándose en el trabajo anterior, también liderado por J.X. Wang [23]. El documento propone una co-planificación centralizada para las redes de transmisión y los DERs mediante un método tri-nivel. En el primer nivel, se realiza la planificación de la expansión de transmisión satisfaciendo los requisitos de capacidad máxima de las redes. Los dos niveles inferiores obedecen la dinámica establecida en el trabajo anterior y forman un problema de equilibrio que puede resolverse

mediante iteraciones. Sin embargo, este nuevo enfoque se aleja de los propósitos especificados en este informe.

En [24], un trabajo desarrollado por Gabriel Diaz, se obtiene exitosamente un equilibrio de mercado con un modelo que posee funciones no lineales. El trabajo propone una estrategia para modelar y analizar el impuesto por emisiones de carbono en un mercado eléctrico competitivo. A pesar de que el tópico en cuestión no se relaciona con las tarifas eléctricas de transmisión, entrega una manera perfectamente replicable para resolver el problema que compete este informe.

Destacando el trabajo de G. Diaz, el cargo por emisión de carbono se observa como una función no lineal debido a que depende de variables endógenas del problema como costos marginales, energía despachada y capacidad instalada. Por lo tanto, propone usar un algoritmo Gauss-Seidel para computar el equilibrio de mercado mediante iteraciones entre el problema lineal y la función no lineal. Se advierte que la convergencia no está garantizada, sin embargo, se indica que es suficiente con moverse entre un rango de parámetros que permitan converger a puntos que satisfagan las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para obtener resultados aceptables.

La implementación del cargo por emisión de carbono se asemeja a los cargos por transmisión. Donde este último también tiene características no lineales por depender de parámetros endógenos como, por ejemplo: ingreso tarifario, flujos de potencia por las líneas, energía inyectada, capacidad instalada, entre otros.

# Capítulo 3 : Metodología

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

## 3.1. Propuesta General

Se analizan tres tipos de esquemas tarifarios: el estampillado por potencia, el estampillado por energía y un esquema con señales de localización. El objetivo es analizar el equilibrio de largo plazo de un mercado eléctrico sujeto a un esquema de tarificación. Con los resultados se evaluará el mix tecnológico de la matriz eléctrica y los costos asociados.

La red eléctrica evaluada corresponde a un sistema de dos barras que emula, de manera simplificada, la interconexión del SING y el SIC del sistema eléctrico chileno. El horizonte de evaluación contempla 288 horas. Cada periodo de 24 horas representa un día de operación real con picos y valles de demanda. Cada uno de los días es uno representativo de los 12 meses del año. La línea de transmisión será continuamente proclive a congestionarse producto de las características propias de la operación.

La propuesta de este trabajo consiste en incorporar los costos de transmisión en la minimización de costos de la generación. Al incluir dichos costos, la toma de decisiones de los agentes cambia y el mix tecnológico resultante será distinto. La variación de la capacidad instalada provoca que los costos totales del sistema dependan del esquema tarifario. La implementación de los esquemas considera que el 100% del pago este a cargo de los generadores. No obstante, se analizan alternativas donde se le asigna un porcentaje parcial o total del pago a la demanda.

El plan de obras se resuelve por medio de un problema de optimización OPF-DC que minimice los costos de operación, inversión y transmisión cargados a la generación. Se usa el software FICO Xpress para resolver el problema lineal. La metodología consiste en resolver el problema por medio de un algoritmo Gauss-Seidel con el cual se iterará hasta lograr que la solución converja a un punto donde el sistema recaude un monto capaz de cubrir el total de los costos de transmisión.

## 3.2. Equilibrio de mercado

Por simplicidad, se asume que el mercado de generación se rige por los postulados de competencia perfecta. Es decir, todos los agentes son tomadores de precios y ninguno puede influir en ellos. Los agentes y el operador del sistema poseen información perfecta. No existen barreras de entrada ni salida del negocio. La energía se comporta como un bien homogéneo y las decisiones de inversión y despacho son realizadas de manera simultánea.

El equilibrio de mercado o punto óptimo se obtiene cuando las firmas de generación optimizan sus niveles de inversión para alcanzar el máximo de sus utilidades. En condiciones de competencia perfecta, las maximizaciones de varios agentes son equivalentes a la solución de un solo problema de minimización de costos. A continuación, con el objetivo de determinar el equilibrio de mercado, se plantea el problema de optimización en base a la minimización de costos de generación.

## 3.3. Problema de Optimización

La función objetivo corresponde a la minimización de la suma de costos de operación, inversión y de transmisión de la matriz de generación para el periodo de un año. La expresión simplificada se observa en la ecuación (3.1) y en detalle, en la ecuación (3.2). El problema se encuentra sujeto a restricciones lineales, iguales a los expresados en la sección 2.4.2 (balance nodal, capacidad máxima de transmisión, flujo de potencia DC, potencia máxima y factor de capacidad de cada unidad).

$$\min \left\{ \begin{array}{l} \text{Costos de Operación} \\ \text{(Generación)} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Costos de Inversión} \\ \text{(Generación)} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Costos de Transmisión} \\ \text{(\% Generación)} \end{array} \right\} \quad (3.1)$$

$$\min \left\{ \sum_t \sum_b \sum_u P_{u,b,t} \cdot CVar_{u,b} + \sum_b \sum_u C_{u,b} \cdot CInv_{u,b} + \sum_b \sum_u C_{u,b} \cdot CT_{u,b}^{ET} \right\} \quad (3.2)$$

$$s.a. \quad (2.18) \quad (2.19) \quad (2.20) \quad (2.21) \quad (2.22) \quad (2.23)$$

Donde:

$u$	Índice generador.
$b$	Índice barra.
$t$	Índice hora.
$P_{u,b,t}$	Energía inyectada por la tecnología $u$ en la barra $b$ en la hora $t$ (MWh).
$C_{u,b}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MW).
$CVar_{u,b}$	Costo variable de operación de la tecnología $u$ en la barra $b$ (US\$/MWh).
$CInv_{u,b}$	Costo unitario de inversión de la tecnología $u$ en la barra $b$ (US\$/MW).

$CT_{u,b}^{ET}$	Costo por transmisión asignado a la tecnología $u$ en la barra $b$ , dependiente del esquema tarifario propuesto (US\$/MW).
$NG$	Número de tecnologías por barra.
$NB$	Número de barras.
$T$	Número de horas.

Las variables de decisión corresponden a: energía horaria inyectada ( $P_{u,b,t}$ ), capacidad instalada ( $C_{u,b}$ ), flujo de potencia por línea ( $F_{m \rightarrow n,t}$ ) y ángulos de fase de cada barra ( $\theta_{n,t}, \theta_{m,t}$ ). El costo por transmisión asignado a cada tecnología ( $CT_{u,b}^{ET}$ ), se calcula según expresa la ecuación (3.3). Aquel costo depende de la cantidad monetaria a recaudar, monto igual al residual formado por la diferencia entre costo total de transmisión y el ingreso tarifario. El ingreso tarifario, formulado en (3.4), es otra variable del problema y su cálculo requiere del valor de los costos marginales del sistema, variables duales relacionadas a la restricción de balance nodal.

$$CT_{u,b}^{ET} = (CInv_T - IT) \cdot G\% \cdot ET_{u,b} \quad (3.3)$$

$$IT = \sum_t \left[ \sum_b^{NB} Dem_{b,t} \cdot CMg_{b,t} - \sum_b^{NB} \sum_u^{NG} P_{u,b,t} \cdot CMg_{b,t} \right] \quad (3.4)$$

Donde:

$CInv_T$	Costo de inversión total por concepto de transmisión (US\$).
$IT$	Ingreso tarifario (US\$).
$G\%$	Porcentaje de pago asignado a la generación, entre 0% a 100%.
$ET_{u,b}$	Cargo asignado a la tecnología $u$ en la barra $b$ definido por el esquema tarifario propuesto (1/MW).
$Dem_{b,t}$	Demanda energética en la barra $b$ en la hora $t$ (MWh).
$P_{u,b,t}$	Energía inyectada por la tecnología $u$ en la barra $b$ en la hora $t$ (MWh).
$CMg_{b,t}$	Costo marginal de la barra $b$ en la hora $t$ (US\$/MWh).

Tal como señala la ecuación (3.3), el porcentaje de pago asignado a los generadores se incluye en el costo de transmisión a través de  $G\%$ . El porcentaje restante se asigna directamente a la demanda. El costo por concepto de consumo energético y costo de transmisión, desde el punto de vista de la demanda, se muestra en (3.5) y (3.6) respectivamente.

$$D_{Costo Consumo}(US\$) = \sum_t^T \sum_b^{NB} Dem_{b,t} \cdot CMg_{b,t} \quad (3.5)$$

$$D_{Costo Transmisión}(US\$) = (CInv_T - IT) \cdot (1 - G\%) \quad (3.6)$$

Adicionalmente, se calcula el costo social asociado a las emisiones de carbono (3.7). Este coste se relaciona al impuesto por emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) provocadas por la generación de energía por medio de combustibles fósiles. El impuesto no está incluido en el problema de optimización y por lo tanto no altera el despacho ni los precios por energía del mercado. El impuesto ( $TAX$ ) es una tasa por tonelada de  $CO_2$  emitida, que multiplicada por la energía total inyectada y el coeficiente de emisión ( $E_u$ ), característica de cada tecnología, se obtiene el costo monetario causado por la contaminación.

$$Costo_{Social} = \sum_t^T \sum_b^{NB} \sum_u^{NG} P_{u,b,t} \cdot TAX \cdot E_u \quad (3.7)$$

### 3.4. Cargo $ET_{u,b}$ según el esquema de tarificación

El cargo  $ET_{u,b}$ , necesario para calcular los costos de transmisión, es un parámetro que depende del esquema de tarificación. Cada  $ET_{u,b}$  tiene un método de cálculo distintivo y dependen de las variables del problema. A continuación, se describe el cargo  $ET_{u,b}$  para los métodos: estampillado por energía, estampillado por potencia y un esquema que incluye señales de localización.

#### 3.4.1. Estampillado por Potencia

El cargo  $ET_{u,b}$  definido según el estampillado por potencia se expresa en la ecuación (3.8). El esquema establece el cargo en función a la capacidad instalada del sistema. La proporción de pago asignado a cada tecnología se forma al multiplicar el cargo por su capacidad instalada.

$$ET_{u,b} = \left( \frac{1}{\sum_{b=1}^{NB} \sum_{u=1}^{NG} C_{u,b}} \right) \quad (3.8)$$

Donde:

$\sum_{b=1}^{NB} \sum_{u=1}^{NG} C_{u,b}$  Capacidad total instalada (MW)

#### 3.4.2. Estampillado por Energía

El cargo  $ET_{u,b}$  definido según el estampillado por energía se expresa en la ecuación (3.9). El esquema asigna el cargo en función a la cantidad total de energía inyectada. Mientras mayor sea la energía inyectada por una tecnología, mayor será su aporte en el pago de la transmisión. La expresión se divide por la capacidad instalada de la tecnología con tal de que la unidad del cargo sea igual a 1/MW.

$$ET_{u,b} = \begin{cases} \frac{1}{C_{u,b}} \cdot \left( \frac{\sum_{t=1}^T P_{u,b,t}}{\sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^{NB} \sum_{u=1}^{NG} P_{u,b,t}} \right), & C_{u,b} > 0 \\ 0, & C_{u,b} = 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

Donde:

$C_{u,b}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MW).
$\sum_{t=1}^T P_{u,b,t}$	Energía total inyectada de la tecnología $u$ en la barra $b$ (MWh).
$\sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^{NB} \sum_{u=1}^{NG} P_{u,b,t}$	Energía total inyectada de la matriz completa (MWh).

### 3.4.3. Esquema con señales de localización

El cargo  $ET_{u,b}$  definido según el esquema con localización se expresa en la ecuación (3.10). Está conformado por dos componentes. El primero es un porcentaje asociado a la participación energética que cada tecnología realiza por barra ( $Part_{u,b}^{Tec}$ ). Y el segundo es un porcentaje dependiente de la localización, asociado a la magnitud y sentido del flujo que se transmite a través de la línea ( $Part_b^{Loc}$ ). La expresión se divide por la capacidad instalada con tal de que la unidad sea igual a 1/MW.

$$ET_{u,b} = \begin{cases} \frac{1}{C_{u,b}} \cdot Part_{u,b}^{Tec} \cdot Part_b^{Loc}, & C_{u,b} > 0 \\ 0, & C_{u,b} = 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

La participación de cada tecnología se calcula según (3.11) y depende de la barra en la que se encuentre ubicada. Corresponde al porcentaje de la energía inyectada de cada tecnología con respecto a la inyección energética total del conjunto de tecnologías instaladas en la barra.

$$Part_{u,b}^{Tec} = \frac{\sum_{t=1}^T P_{u,b,t}}{\sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{NG} P_{u,b,t}} \quad (3.11)$$

Por otro lado, la participación asociada a la localización se calcula según (3.12) y se basa en las características del flujo que circula a través de la línea de transmisión, estas últimas expresadas en (3.13), (3.14), (3.15) y (3.16). Las ecuaciones (3.13) y (3.14) diferencian el flujo según su sentido y tienen el fin de identificar en qué barra se origina el flujo y en qué hora. Las ecuaciones (3.15) y (3.16) expresan la suma de flujos que se produjeron en el total del periodo, diferenciando según el sentido de estos. Las ecuaciones descritas están

planteadas para una red de dos barras y una línea, la cual es la topología que se desarrolla en este trabajo.

$$Part_b^{Loc} = \frac{|FT_b|}{(\sum_{b=1}^{NB} |FT_b|)} \quad (3.12)$$

$$F_{1 \rightarrow 2,t}^{Positivo} = \begin{cases} F_{1 \rightarrow 2,t}, & F_{1 \rightarrow 2,t} \geq 0 \\ 0, & F_{1 \rightarrow 2,t} < 0 \end{cases} \quad (3.13)$$

$$F_{1 \rightarrow 2,t}^{Negativo} = \begin{cases} 0, & F_{1 \rightarrow 2,t} \geq 0 \\ F_{1 \rightarrow 2,t}, & F_{1 \rightarrow 2,t} < 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

$$FT_1 = \left( \sum_{t=1}^T F_{1 \rightarrow 2,t}^{Positivo} \right) \quad (3.15)$$

$$FT_2 = \left( \sum_{t=1}^T F_{1 \rightarrow 2,t}^{Negativo} \right) \quad (3.16)$$

Donde:

$FT_b$	Flujo total originado desde la barra b (MWh).
$F_{1 \rightarrow 2,t}$	Flujo a través de la línea que conecta las barras 1 y 2 en la hora $t$ (MW).
$F_{1 \rightarrow 2,t}^{Positivo}$	Flujo originado desde la barra 1 en la hora $t$ (MW).
$F_{1 \rightarrow 2,t}^{Negativo}$	Flujo originado desde la barra 2 en la hora $t$ (MW).

### 3.5. Etapas del Proceso

Encontrar el equilibrio de mercado por medio de solucionar un problema de optimización resulta ser altamente complejo al incluir los costos de transmisión. Estos últimos son definidos por un esquema de tarificación y dependen de variables endógenas del problema, categorizando la función de los costos de transmisión como una función no lineal.

En este trabajo se utilizó una metodología de resolución similar al empleado por J.X. Wang [22], que propone un método iterativo para resolver un modelo de equilibrio bi-nivel. El procedimiento también es equivalente al practicado por G. Diaz [24] donde se

utiliza un algoritmo Gauss-Seidel para computar el equilibrio de mercado mediante iteraciones entre el problema lineal y la función no lineal.

El procedimiento paso a paso, utilizado para obtener los resultados de este informe, se describe a continuación:

1. Se inicializa el índice de iteración ( $i = 1$ ) y se cargan los parámetros necesarios para la minimización de costos y el cálculo de los cargos de transmisión. Los parámetros corresponden a perfiles de demanda, costos de operación e inversión de cada tecnología, perfiles de radiación, perfiles de velocidad de viento, perfiles hidraulicos, capacidad de la línea, reactancia de la línea, valor de la instalación de transmisión y porcentaje de pago asignado a la generación.
2. Se resuelve el modelo OPF-DC con costo de transmisión igual a cero. Se obtiene capacidad instalada, energía horaria inyectada, ángulos de fase, flujo de potencia circulante por la línea, costos marginales por barra, ingresos por tecnología e ingreso tarifario.
3. Con las variables resultantes, se calculan los cargos y costos de transmisión según el esquema de tarificación implementado en el modelo.
4. Se aplica un factor de amortiguamiento al costo de transmisión. Este punto tiene el fin de evitar cambios bruscos en la inversión de tecnologías durante iteraciones sucesivas. El costo de transmisión, con inclusión del factor, se expresa en (3.17).

$$CT_{u,b,(i+1)}^{ET} = \alpha \cdot CT_{u,b}^{ET} + (1 - \alpha) \cdot CT_{u,b,(i)}^{ET} \quad (3.17)$$

Donde:

$\alpha$	Factor de amortiguamiento. Valor entre 0 y 1.
$CT_{u,b,(i)}^{ET}$	Costo de transmisión aplicado a la tecnología $u$ de la barra $b$ en la iteración $i$ (US\$/MW).
$CT_{u,b,(i+1)}^{ET}$	Costo de transmisión aplicado a la tecnología $u$ de la barra $b$ en la iteración $i + 1$ (US\$/MW).
$CT_{u,b}^{ET}$	Costo de transmisión asignado a la tecnología $u$ de la barra $b$ calculado en base a las variables resultantes de la iteración $i$ (US\$/MW).

5. Se inicia la siguiente iteración ( $i = i + 1$ ). Se resuelve el modelo OPF-DC con costos de transmisión iguales a  $CT_{u,b,(i+1)}^{ET}$ , calculados en el punto anterior. Se obtiene capacidad instalada, energía horaria inyectada, ángulos de fase, flujo de potencia circulante por la línea, costos marginales por barra, ingresos por tecnología e ingreso tarifario.

6. Se comprueba la diferencia entre el monto a recaudar y el monto recaudado para remunerar a la transmisión, valores producto de la iteración  $i$ . Si la diferencia es menor a un cierto error permitido  $\varepsilon$ , finaliza el proceso y se fijan los costos de transmisión. En caso contrario, repetir proceso desde el punto 3.

$$\left| \left( \begin{matrix} \text{Monto a} \\ \text{recaudar} \end{matrix} \right) - \left( \begin{matrix} \text{Monto} \\ \text{recaudado} \end{matrix} \right) \right| < \varepsilon \quad (3.18)$$

$$\left| \left( [CInv_T - IT_{(i)}] \cdot G\% \right) - \left( \sum_b^{NB} \sum_u^{NG} \mu_{u,b,(i)} - C_{u,b,(i)} \cdot CInv_{u,b} \right) \right| < \varepsilon \quad (3.19)$$

Donde:

$CInv_T$	Costo de inversión total por concepto de transmisión (US\$)
$IT_{(i)}$	Ingreso tarifario producto de la iteración $i$ (US\$).
$G\%$	Porcentaje de pago asignado a la generación, entre 0% a 100%.
$\mu_{u,b,(i)}$	Ingreso de la tecnología $u$ en la barra $b$ producto de la iteración $i$ (US\$).
$C_{u,b,(i)}$	Capacidad instalada de la tecnología $u$ en la barra $b$ producto de la iteración $i$ (MW).
$CInv_{u,b}$	Costo unitario de inversión de la tecnología $u$ en la barra $b$ (US\$/MW).

### 3.6. Caso de estudio y datos de entrada

El modelo corresponde a un sistema eléctrico de dos barras conectadas mediante una línea de transmisión (ver Figura 3.1). El modelo emula, de forma simplificada, el Sistema Eléctrico Nacional de Chile formado a partir de la conexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

Las inversiones en generación ignoran la capacidad real existente (Greenfield planning). En un equilibrio de mercado de largo plazo, todas las tecnologías de generación percibirán utilidades iguales a cero. El objetivo es ilustrar las diferencias principales de implementar los distintos métodos de tarificación, centrando el análisis en cómo los enfoques de cada esquema impactan de manera distintiva la inversión en la generación.

En el modelo, las barras 1 y 2 representan al SING y al SIC, respectivamente. El caso de estudio captura los principales recursos energéticos disponibles de los dos subsistemas. El mix de generación disponible en la barra 1 contempla tecnologías en base a carbón, gas natural licuado (de ciclo abierto y combinado), diésel, viento y solar fotovoltaica. El mix disponible en la barra 2 posee las tecnologías de la barra 1 y tecnologías en base a recursos hidrológicos y de biomasa.

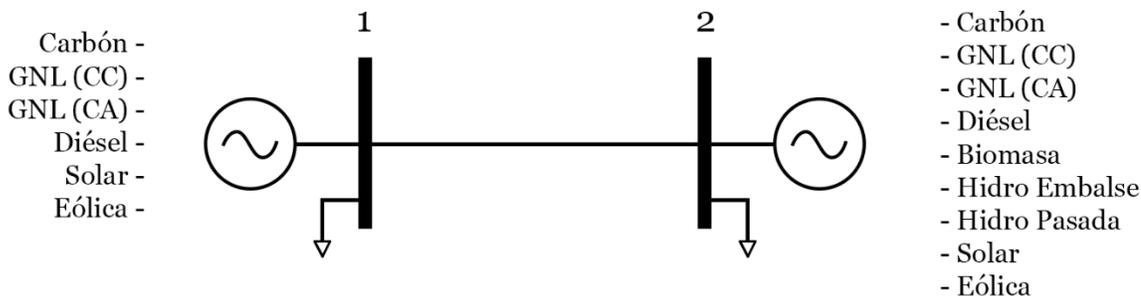


Figura 3.1. Topología de un sistema de dos barras.

Los parámetros de cada tecnología se muestran en la Tabla 3.1. Los valores fueron obtenidos de la Comisión Nacional de Chile (CNE), correspondiente a los datos utilizados en sus informes de fijación de precio nudo [25]. Se utiliza una tasa de descuento de 10% para calcular los costos anuales de inversión.

Tabla 3.1. Datos tecnologías disponibles del modelo.

	Costo de Inversión [US\$/kW]	Costo de Operación [US\$/MWh]		Vida Útil [Años]	Coeficiente de Emisión de CO <sub>2</sub> [tonCO <sub>2</sub> /MWh]
		Barra 1	Barra 2		
Carbón	3.000	33,00	31,88	35	0,95
GNL (CC)	1.090	62,64	65,18	25	0,44
GNL (CA)	713	84,57	88,00	25	0,44
Diésel	666	189,18	219,00	25	0,78
Biomasa	1.556	-	55,18	25	0,00
Hidro Embalse	3.500	-	0,00	45	0,00
Hidro Pasada	4.050	-	0,00	45	0,00
Solar FV	1.200	0,00	0,00	25	0,00
Eólico	1.800	0,00	0,00	35	0,00

El horizonte de análisis contempla 288 horas. Cada periodo de 24 horas representa un día de operación real con picos y valles de demanda. Cada uno de los días es uno representativo de los 12 meses del año. Con el objetivo de evaluar un costo anual, los costos variables de operación son escalados para emular el año completo de operación.

El perfil de demanda es un dato del problema y corresponde a valores reales reportados por el Coordinador Eléctrico Nacional [26][27]. Los días escogidos, para obtener los perfiles de consumo, pertenecen a días laborales correspondientes a la primera semana de cada mes. Los días a los que corresponde la información se observan en la Tabla 3.2 y

el detalle de los perfiles se encuentra en el anexo A. Para efectos de este trabajo, la demanda será considerada perfectamente inelástica, es decir, no modifica sus niveles de consumo de acuerdo con las variaciones del costo de la electricidad.

Tabla 3.2. Días seleccionados para los perfiles de demanda.

Horas	Día	Mes	Año	Horas	Día	Mes	Año
001-024	02	Enero	2018	145-168	03	Julio	2018
025-048	06	Febrero	2018	169-192	07	Agosto	2018
049-072	06	Marzo	2018	193-216	04	Septiembre	2018
073-096	04	Abril	2018	217-240	02	Octubre	2018
097-120	02	Mayo	2018	241-264	06	Noviembre	2018
121-144	05	Junio	2018	265-288	04	Diciembre	2018

La variabilidad de viento en cada barra se contempla por medio de un perfil, horario y por mes, de la velocidad de viento. Los datos fueron obtenidos del Explorador de Energía Eólica de la Universidad de Chile [29]. Se utilizó un perfil representativo para el SING y otro para el SIC. Para el SING, el perfil corresponde a un punto ubicado en Calama, Región de Antofagasta. Para el SIC, el perfil corresponde a Coronel, Región del Biobío. El detalle de los perfiles se encuentra en Anexo B. La generación eólica fue modelada usando las características técnicas de la turbina de viento Acciona AW 82/1500 Class IIIb con una referencia de altura de 94 metros.

La variabilidad solar se contempla por medio de un perfil, horario y por mes, de radiación (ver Anexo C). Los datos fueron obtenidos del Explorador Solar de la Universidad de Chile [30]. Similar al caso del viento, se utilizó un perfil representativo para el SING y otro para el SIC. Para el SING, el perfil corresponde a Maria Elena, Región de Antofagasta. Para el SIC, el perfil corresponde a Santiago, región Metropolitana.

La generación a través de centrales hidroeléctricas de pasada fue modelada de la misma forma que las tecnologías eólicas y solares. El perfil horario y por mes se obtuvieron de los datos de operación real del SIC, información disponible en los datos públicos del Coordinador Eléctrico Nacional [31]. El perfil corresponde a la energía horaria inyectada por dicha tecnología dividida por su capacidad real instalada en el país, contemplado en 3252 MW. Debido a que pueden existir fuertes diferencias en la inyección de energía entre días consecutivos, no resulta acertado utilizar un perfil de un día específico para representar la variabilidad de un mes completo. Por lo anterior, se optó por utilizar el promedio de cuatro días de cada mes para lograr una mejor representación. El detalle de los perfiles se encuentra en Anexo D.

La generación a través de centrales hidroeléctricas de embalse fue modelada a través de la ecuación (2.21). El factor de planta es distinto para cada mes y fueron basados en los datos de operación real del SIC. Los factores fueron calculados como el cociente entre la energía real generada por la tecnología en cada 24 horas y la energía generada si hubiera trabajado

a plena carga durante ese mismo intervalo. La capacidad real instalada fue contemplada en 3393 MW. El detalle de la energía real inyectada se encuentra en Anexo D.

El costo de transmisión del caso de estudio es el mismo al Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones correspondientes a la interconexión SING-SIC [28]. El desglose de los VATT y la suma total de sus valores se encuentran en la Tabla 3.3. La capacidad máxima de la línea se fijó en un valor igual a 1500[MW].

Tabla 3.3. VATT interconexión SING-SIC.

Propietario	Tramo	VATT [CLP\$]	VATT [US\$]
Transec Holding Rentas Ltda.	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	5.449.468.644	8.303.320
Transec Holding Rentas Ltda.	Banco de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro	2.545.379.441	3.878.378
Transec Holding Rentas Ltda.	Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	1.301.365.646	1.982.882
Transec Holding Rentas Ltda.	Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	1.131.395.614	1.723.900
Transmisora Eléctrica del Norte	Los Changos 500 - Los Changos 220 I	2.396.757.475	3.651.924
Transmisora Eléctrica del Norte	Los Changos 500 - Los Changos 220 II	2.396.757.475	3.651.924
Transmisora Eléctrica del Norte	Los Changos 500 - Cumbres 500	29.480.002.989	44.918.487
Transmisora Eléctrica del Norte	Cumbres 500 - Nueva Cardones 500	20.514.930.871	31.258.465
			99.369.279

# Capítulo 4 : Resultados y discusión

Los resultados que se verán a continuación exponen las variaciones en las inversiones de generación que significaría la implementación de un esquema de tarificación. Adicionalmente, se describirán los cambios propios de la operación del sistema, donde se observará el aporte energético de cada una de las tecnologías y sus emisiones de dióxido de carbono. Finalmente, se analizará los costos de operación, inversión, transmisión y social que acarrearía elegir entre uno u otro esquema tarifario.

Las simulaciones fueron realizadas mediante el software FICO Xpress, mientras que los datos de entrada y los resultados fueron importados y exportados, respectivamente, desde archivos Excel. Todos los experimentos fueron resueltos en un computador con procesador Intel® Core™ i3-6006U CPU @ 2GHz, con 4GB de RAM.

## 4.1. Validación de resultados

Con el objetivo de verificar los resultados, se analiza en detalle el equilibrio de mercado producto de implementar el esquema de tarificación de estampillado por potencia y el esquema de tarificación con señales de localización. Se analiza un mismo escenario para ambos donde el pago a la transmisión es asignado en un 50% a la generación y un 50% a la demanda.

La validación del esquema de tarificación de estampillado por energía se desestima debido a su semejanza con el esquema de tarificación con localización.

### 4.1.1. Caso estampillado por potencia

Para el caso de estampillado por potencia, el monto que se debe recaudar para cubrir los costos de transmisión es igual a lo expresado en (4.1). El valor es igual al costo de inversión de la transmisión ( $CInv_T$ ), que es un dato del problema, menos el ingreso tarifario ( $IT$ ), que es una variable resultante de la operación del sistema. Al residual formado por la diferencia de ambos parámetros se multiplica por el porcentaje asignado a la generación, en este caso 50%.

$$\begin{aligned} CT &= (CInv_T - IT) \cdot G\% \\ CT &= (US\$ 99.369.279 - US\$ 14.263.200) \cdot 50\% \\ CT &= US\$ 42.553.039 \end{aligned} \tag{4.1}$$

#### 4.1.1.1 Convergencia

Por su forma de plantearse, el modelo con esquema de estampillado por potencia es el más básico de realizar. El cargo es calculado como indica la ecuación (3.8) y es igual para todas las tecnologías. Debido a que la misma formulación del cargo establece una unidad en  $1/\text{MW}$ , no se requiere dividir por la capacidad instalada de la tecnología.

La convergencia del problema no presenta ser dificultosa debido a que la resolución del modelo no exhibe cambios bruscos de estado entre una iteración a otra. Por lo anterior, no se requiere del uso de factores de amortiguamiento, criterio especial de convergencia expuesto en el punto 4 de las etapas del proceso. En la Figura 4.1 se observa el costo total de generación resultante de cada una de las iteraciones. Se aprecia que a partir de la cuarta iteración el costo converge a un valor igual a 5.504 [MMUS\$]. En tal estado se logra recaudar el total de los costos de transmisión y representa ser la solución del problema.

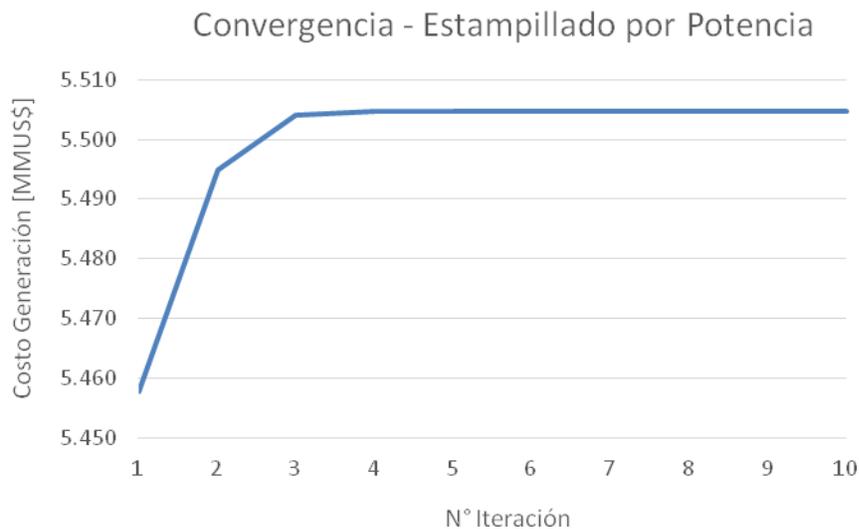


Figura 4.1. Número de iteraciones necesarias para obtener la solución del modelo con esquema de tarificación de estampillado por potencia.

#### 4.1.1.2. Utilidad nula

Un aspecto por verificar es el valor de las utilidades que perciben las tecnologías del sistema. Como fue mencionado anteriormente, al existir inversiones en generación de tipo *greenfield* de largo plazo, todas las tecnologías obtienen utilidades iguales a cero en un equilibrio competitivo. Esto quiere decir que la suma total de ingresos de cada uno de los agentes es igual a sus costos de operación, inversión y transmisión.

En la Tabla 4.1 se observa el detalle de los ingresos, costos y utilidades de cada una de las tecnologías. Se aprecia que todos los ingresos particulares tienen un valor justo e igual a la suma de sus costos. Esto conlleva a que efectivamente las utilidades sean nulas, demostrando que los resultados concuerdan con la teoría.

Tabla 4.1. Ingreso, costos y utilidad de cada una de las tecnologías. Caso estampillado por potencia.

Barra	Tecnología	Ingreso [US\$]	Costo Operación [US\$]	Costo Inversión [US\$]	Costo Transmisión [US\$]	Utilidad [US\$]
Barra 1 (SING)	Carbón	508.611.113	234.083.261	271.509.728	3.018.124	0
	GNL (CC)	300.042.772	203.980.486	93.373.538	2.688.748	0
	GNL (CA)	106.762.572	47.617.531	56.651.180	2.493.861	0
	Diésel	7.672.065	527.749	6.822.773	321.543	0
	Solar	229.481.970	0	223.632.631	5.849.338	0
	Eólica	72.775.279	0	71.451.511	1.323.767	0
Barra 2 (SIC)	Carbón	3.816.587.340	1.779.799.169	2.014.395.983	22.392.187	0
	GNL (CC)	0	0	0	0	0
	GNL (CA)	0	0	0	0	0
	Diésel	0	0	0	0	0
	Biomasa	0	0	0	0	0
	H. Embalse	462.740.250	0	458.274.781	4.465.468	0
	H. Pasada	0	0	0	0	0
	Solar	0	0	0	0	0
	Eólica	0	0	0	0	0
Total		5.504.673.365	2.266.008.197	3.196.112.128	42.553.039,5	0

#### 4.1.1.3. Matriz tecnológica resultante del equilibrio de mercado

El punto de equilibrio establece el mix tecnológico del sistema y su capacidad instalada. El resultado del equilibrio de mercado es diferente dependiendo del porcentaje de pago a la transmisión asignado a la generación. Cuando el porcentaje cambia, las reglas se replantean y la capacidad de cada una de las tecnologías se adapta al nuevo contexto.

En la Tabla 4.2 se aprecia la capacidad instalada en base a dos porcentajes de pago asignado a la generación. El primer caso corresponde a una asignación del 0%, caso especial donde el 100% del pago es asignado a la demanda. El siguiente caso corresponde al enfocado en este análisis, es decir, la asignación de un 50%. En la tabla se puede vislumbrar las diferencias notorias en ambos resultados. Comparando el caso del 50% con respecto al del 0%, la tecnología a carbón aumento significativamente su capacidad en desmedro de las tecnologías de fuente variable como la solar y eólica, que sufrieron un efecto negativo.

Tabla 4.2. Diferencia en la capacidad instalada producto del porcentaje de pago.  
Caso estampillado por potencia.

Barra	Tecnología	Capacidad Instalada 0% Generación [MW]	Capacidad Instalada 50% Generación [MW]
Barra 1 (SING)	Carbón	742	872
	GNL (CC)	637	777
	GNL (CA)	887	721
	Diésel	72	92
	Solar	2.017	1.691
	Eólica	876	382
Barra 2 (SIC)	Carbón	5.248	6.475
	GNL (CC)	0	0
	GNL (CA)	0	0
	Diésel	0	0
	Biomasa	0	0
	H. Embalse	1.227	1.291
	H. Pasada	0	0
	Solar	0	0
	Eólica	3.842	0
Total		15.552	12.306

Es necesario resaltar una característica propia de la implementación del estampillado por potencia. El cargo por transmisión, calculado en base a este esquema, representa un costo unitario por cada MW de capacidad instalada y es plano e igual para todas las tecnologías. Si uno se basa en el método gráfico de las *screening curves* (ver Figura 2.6), al incluirse el cargo, las curvas de todas las tecnologías debiesen desplazarse hacia arriba la misma distancia. Por lo tanto, el mix tecnológico, correspondiente a la envolvente mínima de todas las curvas, no se modificaría.

Sin embargo, el efecto descrito en el párrafo anterior es únicamente válido cuando el mix está compuesto solamente por tecnologías térmicas. Al momento de incluir tecnologías de almacenamiento o tecnologías de fuente variable, el equilibrio de mercado no refleja el resultado intuitivo que ofrece el método de las *screening curves*. Aquello se debe a los rasgos técnicos distintivos que poseen estas tecnologías. Mientras las tecnologías de almacenamiento esperan a inyectar energía en las horas de alta demanda, las tecnologías de fuente variable solo son capaces de inyectar energía cuando su fuente está disponible, y esto último puede o no coincidir con las horas de alta demanda. A modo de referencia, en el anexo E se puede apreciar las *screening curves* de las tecnologías de generación y la curva de duración por barra.

Para entender mejor el efecto, en la Tabla 4.3 se observa la capacidad instalada resultante ante distintas configuraciones según tipo de tecnología: térmicas, térmicas más tecnología de almacenamiento y térmicas más tecnologías renovables. En todas se realiza la misma comparación, cuando se asigna el pago a la transmisión en un 0% y 50% a la generación.

En la tabla se verifica que, para el caso de una matriz puramente térmica, la capacidad instalada es independiente al porcentaje de asignación. Esto quiere decir que no importa cuánto se le cobre a la generación por concepto de transmisión, su capacidad siempre será la misma. Aquello no ocurre cuando se trata de tecnologías de almacenamiento y/o renovables. La optimización obliga a las tecnologías a adaptar su capacidad para que en su conjunto puedan ofrecer los mínimos costos.

Tabla 4.3. Capacidad instalada ante la disponibilidad de distintos tipos de tecnología (MW).

Barra	Tecnología	Térmicas		Térmicas + Almacenamiento		Térmicas + Renovables		Térmicas + Hidro Reserva + Renovables	
		0%	50%	0%	50%	0%	50%	0%	50%
Barra 1 (SING)	Carbón	1.104	1.104	1.121	1.123	859	965	742	873
	GNL (CC)	1.276	1.276	874	909	930	1.019	638	778
	GNL (CA)	759	759	584	562	944	1.009	888	721
	Diésel	49	49	0	0	148	165	73	93
	Solar	-	-	-	-	1.830	1.749	2.018	1.692
	Eólica	-	-	-	-	308	0	876	383
Barra 2 (SIC)	Carbón	7.344	7.344	7.026	7.063	4.483	5.642	5.248	6.476
	GNL (CC)	0	0	0	0	0	0	0	0
	GNL (CA)	0	0	0	0	298	149	0	0
	Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0
	Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0
	H. Embalse	-	-	986	908	-	-	1.227	1.291
	H. Pasada	-	-	-	-	0	0	0	0
	Solar	-	-	-	-	0	0	0	0
	Eólica	-	-	-	-	8.248	4.568	3.843	0
Total	10.531	10.531	10.591	10.565	18.048	15.267	15.552	12.306	

#### 4.1.2. Caso esquema con localización

Para el caso del esquema con localización, el monto que se debe recaudar para cubrir los costos de transmisión es igual a lo expresado en (4.2). El valor es igual al costo de inversión de la transmisión ( $C_{Inv_T}$ ) menos el ingreso tarifario ( $IT$ ) multiplicado por el porcentaje asignado a la generación, definido en un 50%.

$$\begin{aligned}
 CT &= (CInv_T - IT) \cdot G\% \\
 CT &= (US\$ 99.369.279 - US\$ 15.517.442) \cdot 50\% \\
 CT &= US\$ 41.925.918
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

#### 4.1.2.1 Convergencia

La convergencia se logra mediante el uso de factores de amortiguamiento, criterio mostrado en (3.17). El método provoca que la solución demore más tiempo en obtenerse, pero permite acercarse paulatinamente y sin saltos al estado donde se logra recaudar el total de los costos de transmisión. Los resultados expuestos utilizan un factor igual al 10%. En la Figura 4.2 se observa el costo total de generación resultante de cada una de las iteraciones. A partir de la iteración 85, el costo alcanza un valor igual a 5.499 [MMUS\$]. En tal estado se logra recaudar el total de los costos de transmisión y representa ser la solución del problema.

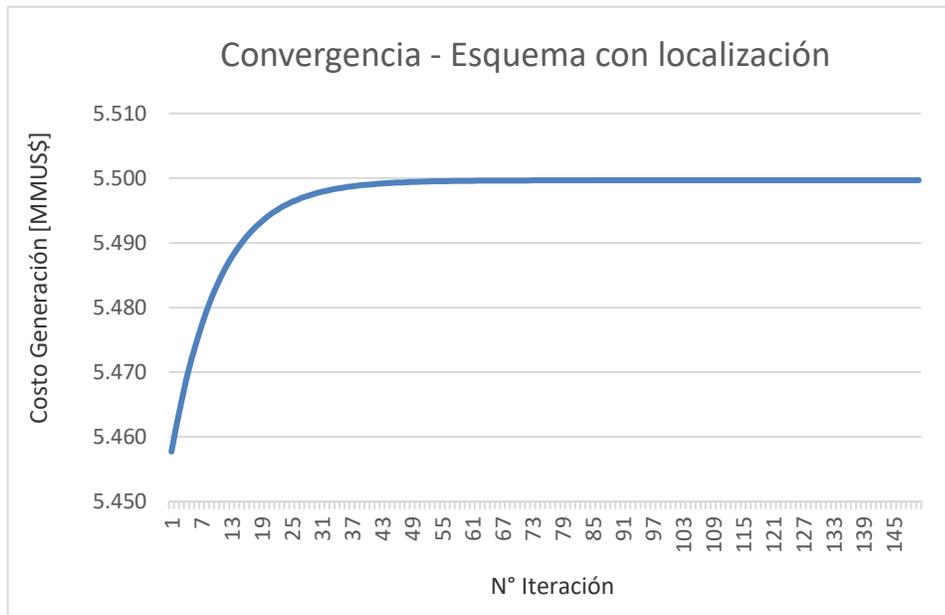


Figura 4.2. Número de iteraciones necesarias para obtener la solución del modelo con esquema de tarificación con localización.

La Tabla 4.4 señala el porcentaje de pago a la transmisión asignado a cada una de las tecnologías resultante del equilibrio de mercado. El porcentaje de pago calculado resulta de la multiplicación del porcentaje asociación a la tecnología, expresado en (3.11), y al porcentaje asociado a localización, expresado en (3.12). Los porcentajes asociados a la tecnología deben sumar 100% en cada barra.

Tabla 4.4. Porcentaje por localización y tecnología referidas al esquema con localización.

Barra	Tecnología	Porcentaje localización	Porcentaje tecnología	Porcentaje de pago calculado
Barra 1 (SING)	Carbón	25,76%	36,34%	9,36%
	GNL (CC)		16,91%	4,36%
	GNL (CA)		4,29%	1,10%
	Diésel		0,01%	0,00%
	Solar		29,84%	7,69%
	Eólica		12,57%	3,23%
Barra 2 (SIC)	Carbón	74,23%	72,96%	54,16%
	GNL (CC)		0,00%	0,00%
	GNL (CA)		0,00%	0,00%
	Diésel		0,00%	0,00%
	Biomasa		0,00%	0,00%
	H. Embalse		9,28%	6,89%
	H. Pasada		0,00%	0,00%
	Solar		0,00%	0,00%
	Eólica		17,74%	13,17%
Total		100,00%	200,00%	100,00%

#### 4.1.2.2 Utilidad nula

Al igual que para el modelo con estampillado por potencia, se verifica la utilidad nula correspondiente a un problema *greenfield*. En la Tabla 4.5 se observa el detalle de los ingresos, costos y utilidades de cada una de las tecnologías. Se aprecia que todos los ingresos particulares tienen un valor justo e igual a la suma de sus costos. Esto conlleva a que efectivamente las utilidades sean cero, demostrando que los resultados concuerdan con la teoría.

Tabla 4.5. Ingreso, costos y utilidad de cada una de las tecnologías. Caso estampillado con localización.

Barra	Tecnología	Ingresos [US\$]	Costo Operación [US\$]	Costo Inversión [US\$]	Costo Transmisión [US\$]	Ganancia [US\$]
Barra 1 (SING)	Carbón	442.490.181	196.989.806	241.614.064	3.886.311	0
	GNL (CC)	248.622.691	174.048.240	72.763.121	1.811.329	0
	GNL (CA)	131.019.753	59.700.337	70.857.297	462.118	0
	Diésel	6.979.323	500.974	6.476.624	1.725	0
	Solar	265.221.065	0	262.027.482	3.193.582	0
	Eólica	149.073.865	0	147.728.893	1.344.972,	0

Barra 2 (SIC)	Carbón	3.082.536.441	1.431.988.654	1.627.763.932	22.783.854	0
	GNL (CC)	0	0	0	0	0
	GNL (CA)	0	0	0	0	0
	Diésel	0	0	0	0	0
	Biomasa	0	0	0	0	0
	H. Embalse	435.393.467	0	432.493.651	2.899.816	0
	H. Pasada	0	0	0	0	0
	Solar	0	0	0	0	0
	Eólica	738.340.353	0	732.798.145	5.542.208	0
	Total	5.499.677.143	1.863.228.012	3.594.523.212	41.925.918	0

#### 4.1.2.3. Matriz tecnológica resultante del equilibrio de mercado

El mix tecnológico del sistema y la capacidad instalada definida en el equilibrio de mercado depende del porcentaje de pago a la transmisión asignado a la generación. La afirmación se demuestra en la Tabla 4.6 donde se aprecia la capacidad instalada en base a dos porcentajes de pago asignado a la generación, 0% y 50%.

Tabla 4.6. Diferencia en la capacidad instalada producto del porcentaje de pago. Caso esquema con localización.

Barra	Tecnología	Capacidad Instalada 0% Generación [MW]	Capacidad Instalada 50% Generación [MW]
Barra 1 (SING)	Carbón	742	776
	GNL (CC)	637	605
	GNL (CA)	887	902
	Diésel	72	88
	Solar	2.017	1.982
	Eólica	876	791
	Barra 2 (SIC)	Carbón	5.248
GNL (CC)		0	0
GNL (CA)		0	0
Diésel		0	0
Biomasa		0	0
H. Embalse		1.227	1.218
H. Pasada		0	0
Solar		0	0
Eólica		3.842	3.926
Total		15.552	15.524

## 4.2. Resultados y comparación

A continuación, se exponen los resultados de la aplicación de los tres esquemas (estampillado por potencia, estampillado por energía y esquema con localización) y se analizan sus diferencias. Para cada uno de los esquemas, se estudian 11 escenarios según porcentaje de pago asignado a la generación, desde un 0% hasta un 100%, en intervalos distanciados en 10%.

Todos los escenarios analizados fueron solucionados mediante la metodología planteada y los objetivos fueron alcanzados satisfactoriamente. Cada modelo recauda el 100% de los costos de la transmisión y la participación de cada tecnología concuerda con lo asignado, con un error menor al 0,1%. El detalle de los costos unitarios de transmisión, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.16 del anexo F.

### 4.2.1. Capacidad Instalada

Entre los resultados, se destaca la capacidad instalada de generación, valor fundamental para los análisis que se exponen a continuación. La capacidad resultante depende del esquema implementado y del porcentaje de pago asignado a la generación. El resultado es producto de la optimización del problema, que calcula la mejor configuración con tal de obtener los mínimos costos.

Se reitera que el problema de optimización no considera capacidad instalada previa. Por lo tanto, a pesar de que el modelo emula el sistema eléctrico chileno, se da el caso donde quedan fuera de la solución tecnologías que están presentes en la realidad. Tal es el caso de las tecnologías ubicadas en la barra 2 (representativa al SIC) como GNL de ciclo cerrado, diésel, biomasa, hidráulica de pasada y solar que, a pesar de estar consideradas en el problema, fueron descartadas por sus altos costos y/o bajo factor de planta. En la Figura 4.3 se muestra la proporción de tecnologías resultante del equilibrio de mercado para el caso donde el pago a la transmisión es asignado en un 0% a la generación.

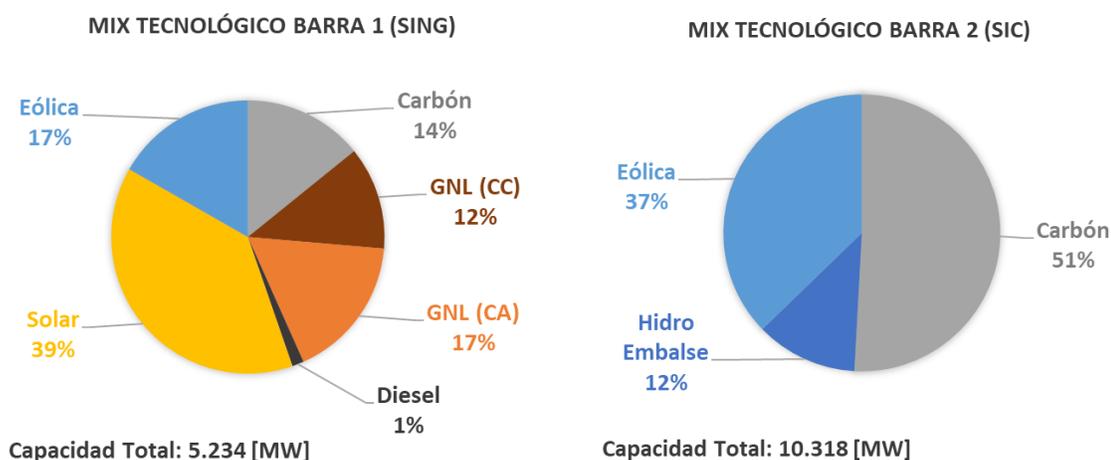


Figura 4.3. Proporción tecnológica en ambas barras en un equilibrio de mercado donde el pago a la transmisión es asignado en un 0% a la generación.

La implementación de uno u otro esquema de tarificación incentiva la inversión de ciertas tecnologías y desincentiva a otras. El estampillado por potencia, comparado con los otros dos esquemas, es el que presenta los cambios más significativos. En la barra 1 se incentiva la inversión en tecnologías a carbón, GNL de ciclo cerrado y diésel; por otro lado, se desincentiva la inversión en tecnologías de GNL de ciclo abierto, solar y eólica. En la barra 2 se incentiva mayormente la inversión en tecnologías a carbón y menormente en tecnologías hidráulicas de embalse; y se desincentiva duramente la inversión en tecnología eólica.

En la Tabla 4.7 se observa la capacidad instalada resultante cuando se implementa el estampillado por potencia. En la tabla se ven únicamente cinco escenarios, cuando se le asigna el 0, 10, 30, 60 y 100% de pago a la generación, los resultados del resto de escenarios se pueden consultar en Tabla 0.13 del anexo F.

Tabla 4.7 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el estampillado por potencia.

% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)		
		Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	H. Embalse	Eólica
0%	100%	742	638	888	73	2.018	876	5.248	1.227	3.843
10%	90%	783	590	865	56	1.939	902	5.716	1.242	2.425
30%	70%	829	668	784	81	1.827	644	6.044	1.291	1.352
60%	40%	896	776	713	99	1.686	312	6.466	1.310	0
100%	0%	1023	806	623	128	1.352	0	6.565	1.246	0

Se aprecia en la misma Tabla 4.7, que el estampillado por potencia privilegia la participación de tecnologías convencionales en contra de las tecnologías de renovables no convencionales. Al incentivar tal configuración, el sistema eléctrico adquiere mayor firmeza en su producción, reduciendo la capacidad total instalada. Las tecnologías privilegiadas, carbón principalmente, son las encargadas de pagar el mayor porcentaje de los costos de transmisión. Las tecnologías más desfavorecidas, eólica y solar, son desincentivadas porque al tener un bajo factor de planta y una participación importante en mega watts instalados, deben pagar una gran suma por costos de transmisión y, como resultado, su inversión deja de ser conveniente.

Para el estampillado por energía ocurre lo siguiente: en la barra 1 se incentiva la inversión en las tecnologías a carbón, GNL (ciclo abierto) y diésel; en cambio, se desincentiva la inversión en tecnologías de GNL (ciclo cerrado), solar y eólica. En la barra 2 se incentiva la inversión en tecnologías a carbón y desincentiva la inversión en tecnologías hidráulicas de embalse y eólica. El efecto se debe al volumen energético inyectado por cada tecnología, donde en base aquel dato se calculan los costos de transmisión. Finalmente, con la suma

del cargo de transmisión a los costos de generación, se replantea si su inversión promueve el mínimo costo.

En el estampillado por energía se identifica un caso particular donde existen ocasiones en que el mix tecnológico resulta ser el mismo en escenarios distintos. Por ejemplo, el mix correspondiente al escenario donde se le asigna un 10% del pago de la transmisión a la generación es igual a cuando se le asigna un 20%. Este efecto se debe a que el problema de optimización resuelve que es erróneo modificar la capacidad instalada ante el incremento de los costos de transmisión. En respuesta, la optimización plantea otra solución que ofrece un menor costo. La alternativa fue aumentar los costos marginales en las horas de alta demanda, con tal de aumentar los ingresos de las tecnologías y que estas obtengan lo suficiente para cubrir los costos de transmisión. Con esta medida, las tecnologías remunerar a la transmisión sin alterar su capacidad y mantienen sus utilidades iguales a cero.

En la Tabla 4.8 se observa la capacidad instalada resultante cuando se implementa el estampillado por energía. En la tabla se ven únicamente seis escenarios, cuando se le asigna el 0, 10, 20, 30, 60 y 100% de pago a la generación, los resultados del resto de escenarios se pueden consultar en Tabla 0.13 del anexo F.

Tabla 4.8 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el estampillado por energía.

% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)			
		Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CA)	H. Embalse	Eólica
0%	100%	742	638	888	73	2.018	876	5.248	0	1.227	3.843
10%	90%	762	622	907	84	2.007	819	5.200	0	1.207	4.029
20%	80%	762	622	907	84	2.007	819	5.200	0	1.207	4.029
30%	70%	761	621	908	84	2.010	819	5.206	0	1.208	4.008
60%	40%	754	615	910	77	1.999	858	5.210	0,8	1.212	3.984
100%	0%	797	585	911	88	1.951	792	5.258	0,2	1.209	3.849

Por último, el esquema con localización plantea lo siguiente: en la barra 1 se incentiva mayormente la inversión en las tecnologías a carbón y diésel; por otro lado, se desincentiva la inversión en tecnologías de GNL (ciclo cerrado), solar y eólica. En la barra 2 se incentiva la inversión en tecnologías a carbón y GNL (ciclo abierto) y se desincentiva la inversión en tecnologías hidráulicas de embalse y eólica. Se debe mencionar que hay tecnologías que alcanzan su máxima capacidad cuando se le asigna un porcentaje de pago a la transmisión en particular. Por ejemplo, la tecnología GNL de ciclo abierto (barra 1) alcanza su máximo en el 30%, la hidráulica de embalse (barra 2) en el 60% y la eólica (barra 2) en el 10%. Todos estos porcentajes están asociados a la asignación de pago a la generación.

Por la forma en que está calculado la tarifa, todos estos fenómenos están relacionados a la energía inyectada de cada una de las tecnologías y a la barra en la que están conectadas. De acuerdo con el porcentaje de pago, se calcula el cargo de transmisión asignado a la generación y mediante la minimización de costos del sistema se determina el nivel de participación de cada una de las tecnologías.

En la Tabla 4.9 se observa la capacidad instalada resultante cuando se implementa el esquema con señales de localización. En la tabla se ven únicamente cinco escenarios, cuando se le asigna el 0, 10, 30, 60 y 100% de pago a la generación, los resultados del resto de escenarios se pueden consultar en Tabla 0.13 del anexo F.

Tabla 4.9 Capacidad instalada [MW] resultante de aplicar el esquema con localización.

% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)			
		Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CA)	H. Embalse	Eólica
0%	100%	742	638	888	73	2.018	876	5.248	0	1.227	3.843
10%	90%	760	623	906	84	2.007	820	5.197	0	1.207	4.038
30%	70%	761	621	908	84	2.010	819	5.206	0	1.208	4.008
60%	40%	779	593	900	88	1.961	792	5.259	0	1.230	3.850
100%	0%	782	582	879	92	1.939	746	5.296	25	1.219	3.825

## 4.2.2. Energías renovables y emisiones de CO2

A continuación, se expone las variaciones en la energía inyectada resultante de cada una de las tecnologías de la matriz. Se enfatiza las inyecciones provenientes de tecnologías de fuente renovable debido a que no emiten gases de efecto invernadero en los procesos de generación. Aquella característica los identifica como la solución más limpia y viable para combatir el cambio climático y su análisis no puede quedar fuera a la hora de seleccionar un esquema de tarificación.

El detalle de la energía inyectada, para todos los escenarios y para cada tecnología, se aprecia en la Tabla 0.14 del anexo F.

### 4.2.2.1. Energías de fuente renovable

En este apartado se analizan únicamente las variaciones de las inyecciones de tecnologías de fuente renovable. Específicamente, se examina la energía solar, eólica e hidráulica de embalse. Tal como fue mencionado en la sección de capacidad instalada, la tecnología de biomasa e hidráulica de pasada fueron descartados en la solución del problema. El análisis abarca cada tecnología por separado y compara su volumen energético resultante debido a la implementación de cada uno de los tres esquemas.

Comenzando con la energía solar, esta es desincentivada con la aplicación de los tres esquemas. El estampillado por potencia es el que ejerce la mayor restricción y su efecto es mayor a medida que aumenta el porcentaje de pago a la generación. En referencia al perjuicio a la energía solar, luego le sigue el esquema con localización y, finalmente, el estampillado por energía. La diferencia entre los dos últimos esquemas no es significativa. Se remarca que únicamente se analiza la generación solar en la barra 1 debido a que el perfil de radiación captado en la barra 2 no fue suficiente para incentivar la inversión de tecnología solar en esta última barra.

La energía eólica sufre efectos contrarios según el esquema en cuestión. El estampillado por potencia desincentiva su inversión y ello provoca que disminuya su aporte energético. Con la aplicación del mismo esquema, a mayor porcentaje de pago a la generación, las inyecciones por viento disminuyen drásticamente hasta llegar a cero MWh. El resultado anterior ocurre con la asignación del 70% en la barra 1 y del 40% en la barra 2.

Para el estampillado por energía y el esquema con localización, el resultado de las inyecciones por energía eólica es otra y en algunos casos es favorable para dicha tecnología. En ambos esquemas, las inyecciones provenientes de la barra 1 disminuyen a medida que aumenta el porcentaje asignado, el efecto es ligeramente mayor para el esquema con localización. Sin embargo, se destacan las inyecciones provenientes de la barra 2, donde para ambos esquemas los niveles de energía eólica aumentan. El alza es intensificada en el escenario donde se le asigna entre un 10% y un 30% del pago a la generación. Los otros escenarios también enseñan el aumento, pero es cada vez menor a medida que se aumenta el porcentaje asignado. Para el estampillado por energía, la suma de las inyecciones de las barras 1 y 2 indica que la energía agregada aumenta cuando se asigna un pago entre un 10 y 60%, y es menor en cualquier otro escenario. Para el esquema con localización, la suma indica que la energía eólica aumenta cuando se asigna un pago entre un 10 y 50%, y es menor en cualquier otro escenario.

La energía hidráulica de embalse también presenta variaciones según el esquema implementado. Con el estampillado por potencia, su aporte energético aumenta y es mayor a medida que se le asigne un mayor porcentaje de pago. Llega a su máximo en el escenario del 70% y, más allá, comienza a mermar su alza. Con el estampillado por energía, el aporte energético disminuye y no sufre importantes variaciones cuando se le asigna distintos porcentajes de pago. Con el esquema con localización, el aporte energético también disminuye, pero sufre un alza cuando se le asigna un 60% del porcentaje de pago.

Al tomarse el total de la energía inyectada se concluye lo siguiente: 1.- El estampillado por potencia desincentiva la inyección de este tipo de energía, independientemente del porcentaje asignado a la generación. 2.- El estampillado por energía incentiva la generación a través de fuentes renovables, aunque únicamente cuando se le asigna entre un 10% y 60% de pago a la generación. En este sentido, de los tres esquemas es el que presenta el mejor desempeño. 3.- El esquema con localización incentiva la inyección por medio de estas tecnologías, pero únicamente cuando se le asigna entre un 10% y 30% de pago a la generación. Cuando se le asigna un 10% o un 80% de pago, el esquema con

localización es el que inyecta mayor energía de este tipo, para el resto de los casos, es el estampillado por energía.

#### **4.2.2.2. Energías provenientes de fuentes fósiles y emisiones de CO<sub>2</sub>**

A continuación, se analizan las variaciones de las inyecciones de tecnologías térmicas de combustible fósil. El análisis abarca cada tecnología por separado y compara su volumen energético resultante debido a la implementación de cada uno de los tres esquemas. Finalmente, se expone la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> producidas por cada tipo de generación.

La energía a carbón es incentivada por los tres esquemas. A mayor porcentaje de pago asignado a la generación, mayores son las inyecciones de esta tecnología. El efecto se evidencia en ambas barras. De los tres esquemas, el que genera el mayor incentivo es el estampillado por potencia, luego le siguen el esquema con localización y el estampillado por energía, en ese orden. La energía a diésel tiene las mismas tendencias que el carbón, con la única diferencia que el diésel solo aporta en la barra 1.

La energía a gas de ciclo cerrado es incentivada por el estampillado por potencia, pero desincentivada por el estampillado por energía y esquema con localización. Las variaciones señaladas se intensifican mientras mayor sea el porcentaje de pago asignado. Solo se contemplan las inyecciones de la barra 1 porque la solución del problema no considera esta tecnología en la barra 2.

La energía a gas de ciclo abierto sufre el efecto contrario que la energía a gas de ciclo cerrado. Mientras el estampillado por potencia la desincentiva, el estampillado por energía y el esquema con localización la incentivan. Las variaciones señaladas se intensifican mientras mayor sea el porcentaje de pago asignado. En la barra 2 se exponen distintos resultados. Cuando se aplica el estampillado por potencia, la tecnología de gas de ciclo abierto no es considerada en la solución del problema y tiene una potencia instalada igual a cero. Lo anterior provoca que, lógicamente, no exista energía inyectada de esta tecnología. Distinto es el caso para el estampillado por energía y para el esquema con localización.

En la barra 2, con el estampillado por energía, no se contempla la tecnología a gas de ciclo abierto cuando se le asigna entre un 0% y un 50% de pago a la generación. A partir del 60%, contempla inyección y se intensifica con la asignación del 70%. Finalmente, las inyecciones bajan significativamente cuando es asignado un porcentaje entre el 80% y 100%. El esquema con localización evidencia algo similar. En este último esquema, la tecnología a gas de ciclo abierto no entra en acción hasta que se le es asignado un 70% de pago. A mayor porcentaje, las inyecciones se mantienen sin grandes variaciones.

Con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, cada esquema origina distintos niveles dependiendo del volumen energético inyectado por cada una de las tecnologías. En la Figura 4.4 se aprecia la cantidad total de CO<sub>2</sub> producido con la implementación de los tres esquemas. Las toneladas de CO<sub>2</sub> fueron calculadas con los coeficientes de emisión expresados en la

Tabla 3.1. El detalle de las emisiones, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.15 del anexo F.

En la Figura 4.4 se puede notar que la implementación del estampillado por potencia es la que genera la mayor cantidad de emisiones, efecto que se intensifica a medida que mayor sea el porcentaje de pago asignado. La diferencia es más estrecha cuando se trata del estampillado por energía y el esquema con localización. La definición de cuál de estos dos esquemas ofrece las menores emisiones de CO<sub>2</sub> depende del porcentaje asignado a la generación.

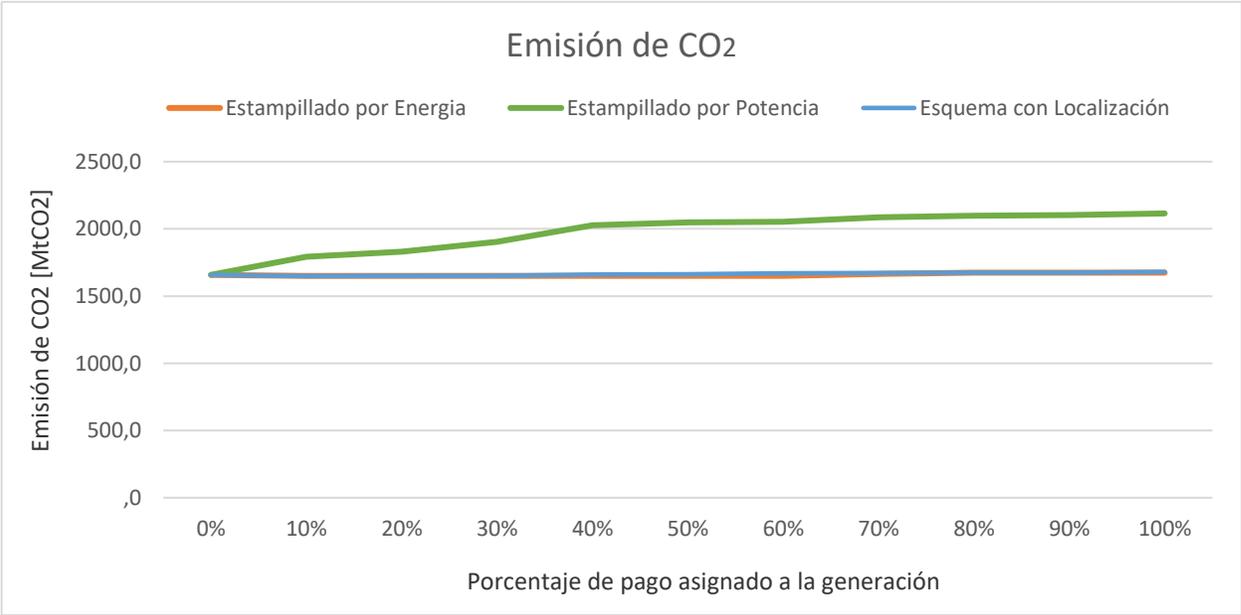


Figura 4.4. Emisiones de CO<sub>2</sub> ante distintos porcentajes de pago asignado.

En la Figura 4.5 se aprecia con más detalle las emisiones de CO<sub>2</sub> producto de la implementación del estampillado por energía y el esquema con localización. En la figura se observa que ante el 0%, 20% y 30% las emisiones son iguales. Ante 10% y 80%, el esquema con localización genera las menores emisiones. Para otros porcentajes, es el estampillado por energía el que ofrece la menor contaminación.

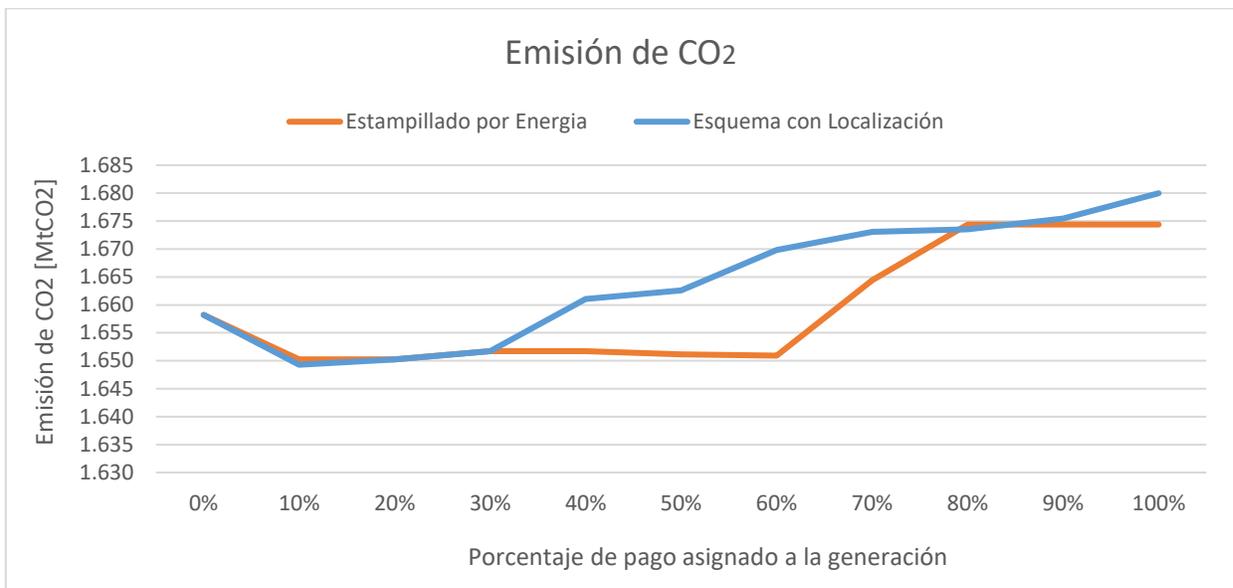


Figura 4.5 Detalle de las emisiones de CO<sub>2</sub> con el estampillado por energía y el esquema con localización.

### 4.2.3. Costos del Sistema

A continuación, se describen los costos percibidos por los distintos agentes del sistema eléctrico. Se analizan los costos de transmisión, los costos de generación y los costos que percibe la demanda. Finalmente, se detalla el costo social de cada uno de los escenarios, relacionado a los costos por emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### 4.2.2.1 Costo transmisión

El costo total de transmisión es un dato fijo igual a US\$99.369.279. El monto se recauda por dos mecanismos, por el ingreso tarifario y el peaje. El ingreso tarifario es una variable del problema y el peaje es el monto faltante para remunerar el costo total de transmisión. En la Figura 4.6 se observa el ingreso tarifario y el peaje resultante de la aplicación de cada uno de los esquemas de tarificación. Las líneas entrecortadas representan los montos recaudados por ingresos tarifarios y las líneas continuas representan lo recaudado por peaje.

En la misma Figura 4.6 se aprecia que el ingreso tarifario bordea los 14% y 16% de los costos totales, lo que hace evidente la necesidad de recaudar la diferencia a través del cobro a la generación y/o demanda. La variación en los ingresos tarifarios se debe a que es una cantidad surgida de la diferencia de los precios marginales por barra. El detalle de los costos de transmisión, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.9 del anexo F.

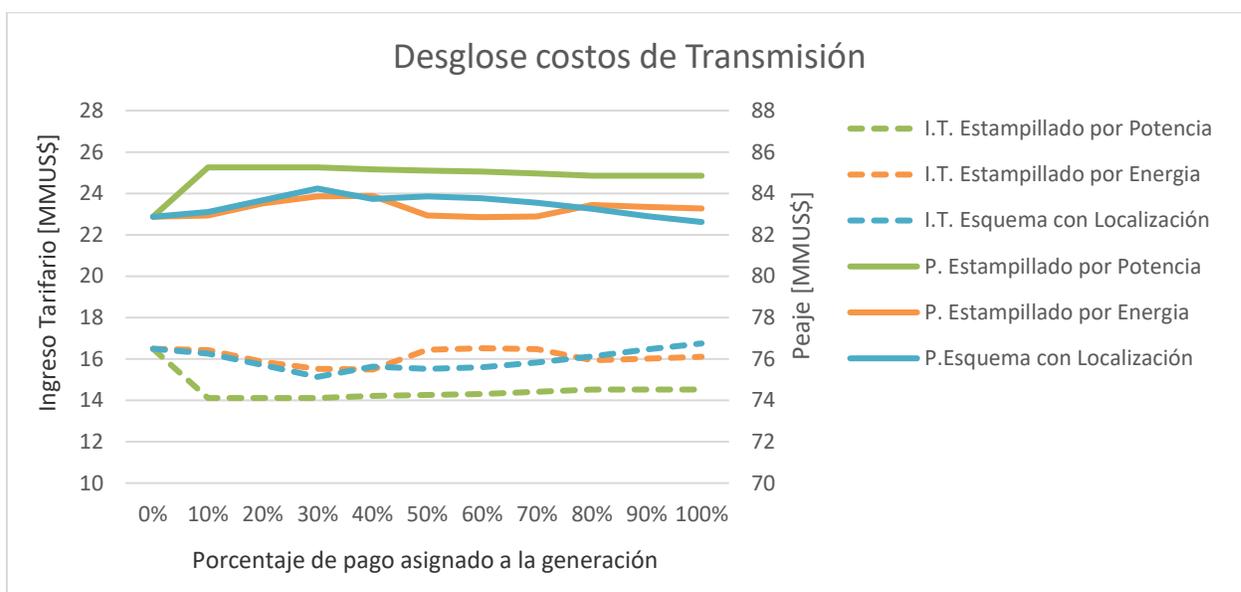


Figura 4.6. Ingreso tarifario y peaje correspondiente a la aplicación de cada esquema de tarificación.

#### 4.2.2.2. Costo generación

El costo total del conjunto de generadores se puede observar en la Figura 4.7. El costo total es la suma de los costos de inversión, operación y transmisión. En la figura se observa que los costos aumentan a medida que aumenta el porcentaje de pago asignado a la generación. El detalle, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.10 del anexo F.

Comparando los esquemas, el estampillado por potencia evidencia un mayor costo para los generadores que el estampillado por energía y el esquema con localización. La diferencia aumenta cuando se le asigna un 40% o más de pago a la generación. El esquema que ofrece el menor costo depende del porcentaje de pago asignado. De 10 a 30% y de 50 a 70%, el estampillado por energía ofrece los menores costos. Ante un 40% y de 80 a 100%, el esquema con localización ofrece el menor costo.

A pesar de que el total de costos aumenta, no ocurre lo mismo con cada subconjunto de costos. A medida que aumenta el porcentaje de pago, los costos de inversión disminuyen y los costos de operación y transmisión aumentan, donde el aumento de estos últimos contrarresta la disminución del primero. La comparación corresponde a números globales, si se analiza en detalle a cada una de las tecnologías se observará que cada una presenta diferentes tendencias. Si se quiere ver los pagos de cada tecnología y por cada ítem, revisar las siguientes tablas del anexo F: Tabla 0.17 si se quiere ver el pago asociado por operación, Tabla 0.18 si se quiere ver el pago asociado a la inversión, y Tabla 0.19 si se quiere ver el pago asociado a la transmisión.

Al comparar los costos de operación e inversión por la implementación de los tres esquemas, se indica que el estampillado por potencia ofrece los mayores costos de operación y los menores costos de inversión. El efecto se debe a que este esquema desincentiva la participación de tecnologías de fuentes variables que tienen nulos costos

de operación y que, por motivos de su bajo factor de planta, requieren una mayor capacidad instalada.

Diferenciando a los otros dos esquemas restantes, se indica que el costo de operación por la implementación del estampillado por energía es menor al esquema con localización. Ocurre lo contrario con el costo de inversión, donde el esquema con localización ofrece un menor costo que el estampillado. Un caso destacable ocurre cuando se le asigna un 10% y un 80% del pago a la generación. En este escenario se invierten los roles con respecto a cuál esquema tiene los mayores costos de operación e inversión. El estampillado por energía ofrece el mayor costo de operación y el esquema con localización tiene el mayor costo de inversión. Principalmente, el efecto se debe a que el esquema con localización incentiva más la inversión en tecnología eólica que el estampillado. La diferencia en la capacidad es pequeña pero suficiente para reducir sus costos de operación (el costo variable de producir con viento es cero), aunque esto implique instalar mayor capacidad en generación.

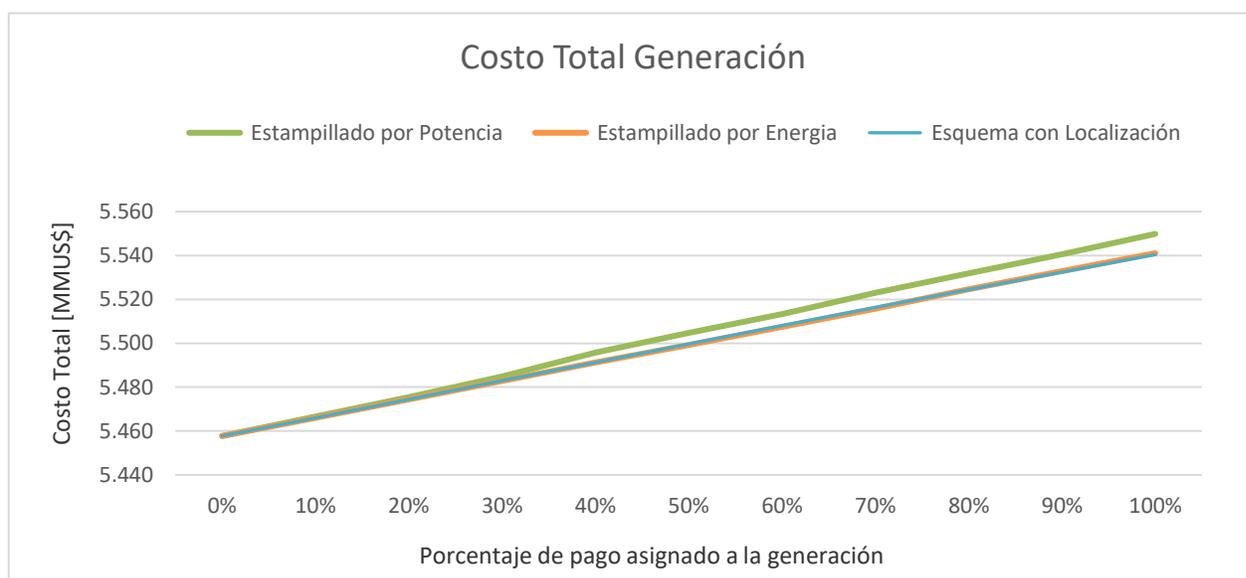


Figura 4.7. Costo total de generación ante distintos porcentajes de pago asignado.

#### 4.2.2.3. Costo demanda

La suma de costos que percibe la demanda de ambas barras se puede observar en la Figura 4.8. Para todos los esquemas se aprecia un aumento en los costos a medida que mayor sea el porcentaje de pago a la generación. El esquema de estampillado por potencia es la que presenta la mayor alza. Por otro lado, los esquemas de estampillado por energía y con localización presentan un alza moderada. De los tres esquemas, el estampillado por energía ofrece los menores costos. El detalle de los costos percibidos por la demanda, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.11 del anexo F.

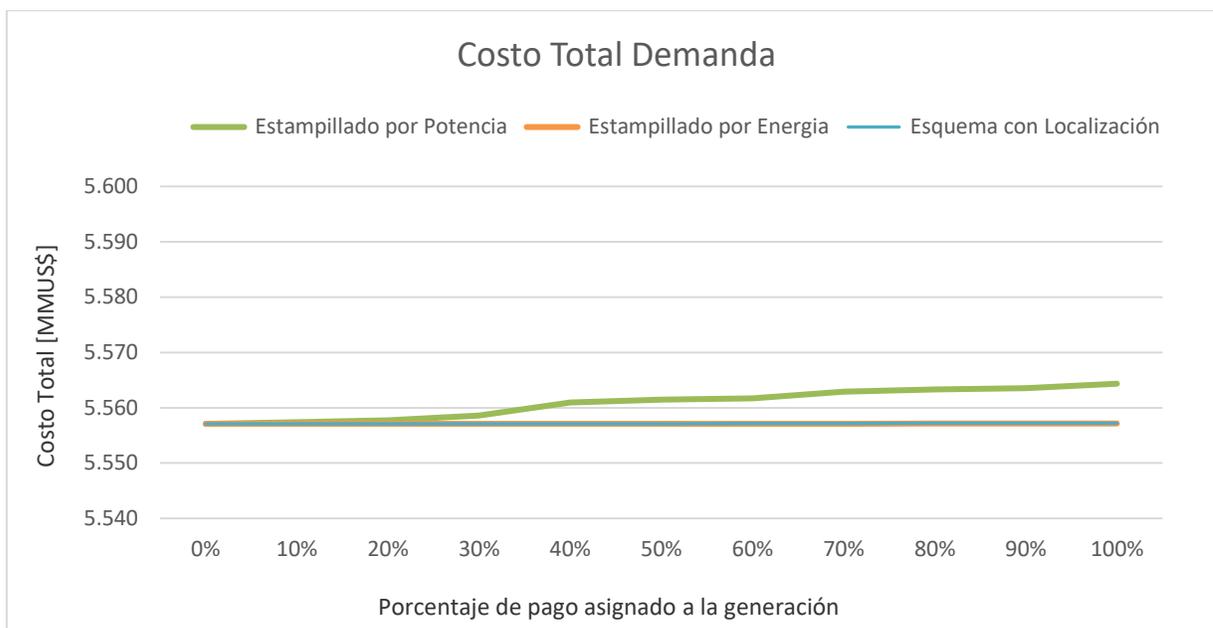


Figura 4.8. Costo total de la demanda ante distintos porcentajes de pago asignado.

#### 4.2.2.4. Costo Social

A continuación, se analiza el costo social asociado a la aplicación de cada uno de los esquemas tarifarios. A diferencia de los costos descritos anteriormente, el costo social considera las externalidades negativas producto de la contaminación generada por las tecnologías de combustibles fósiles. La formulación del costo social fue expresada en la sección Metodología, ecuación (3.7). Su implementación no está incluida en el problema de optimización y no afecta el equilibrio de mercado.

El costo social, con respecto a cada esquema y porcentaje de pago, se puede observar en la Figura 4.9. El gráfico de la figura muestra el costo social por la aplicación de un impuesto al carbono igual a 5 US\$/tCO<sub>2</sub>. Adicionalmente se evaluó el costo de aplicar impuestos de mayor valor: 15, 30 y 100 US\$/tCO<sub>2</sub>. El detalle de los costos sociales, para todos los escenarios, se aprecia en la Tabla 0.12 del anexo F.

Entre los tres esquemas, el estampillado por potencia ofrece los mayores costos y lo convierte en el esquema con peor desempeño. Entre el estampillado por energía y esquema con localización, el que ofrece el menor costo social depende del escenario, específicamente del porcentaje de pago asignado a la generación.

A continuación, se detalla el caso de un impuesto de 5 US\$/tCO<sub>2</sub> ante cada porcentaje de pago. El análisis es análogo para otros niveles de impuesto donde a mayor valor, mayor costo social. El escenario con porcentaje del 0% se deja fuera del análisis debido a que el costo de transmisión es asignado plenamente a la demanda y el equilibrio de mercado no evidenciaría cambios con la implementación de ambos esquemas.

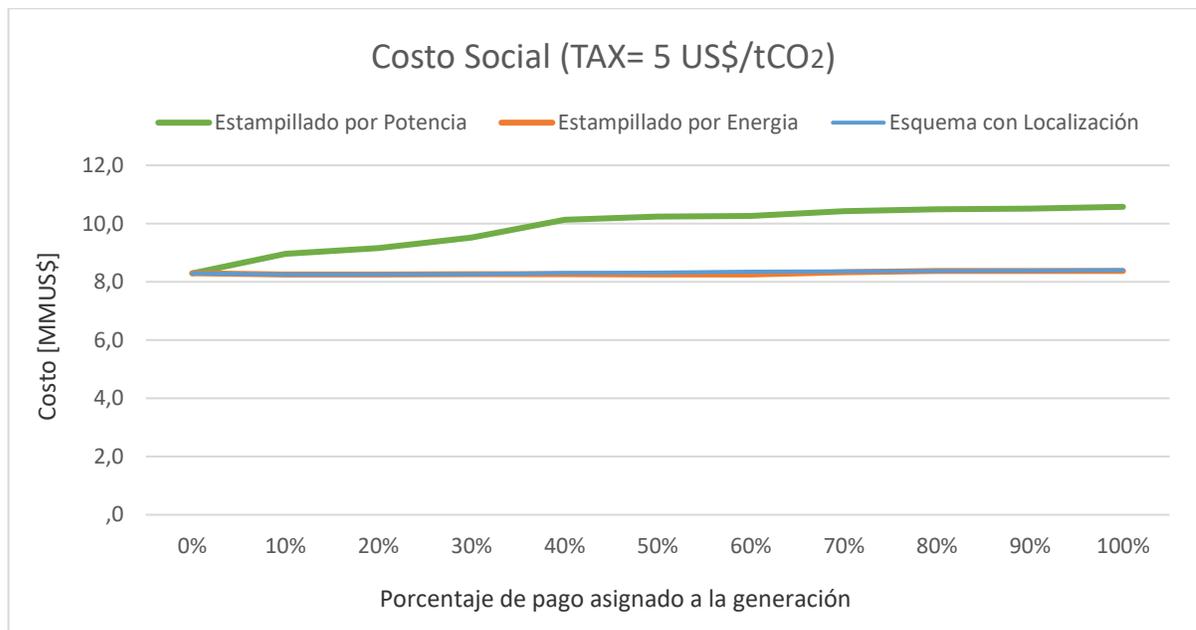


Figura 4.9. Costo social ante distintos porcentajes de pago asignado.

Ante un 10% del porcentaje de pago, el esquema con localización evidencia el menor costo. En este escenario, el esquema con localización incentiva la inversión en tecnología eólica y desincentiva la tecnología a carbón con mayor fuerza que el estampillado por energía. Esto provoca un aumento en la inyección de energías limpias, disminuyendo paralelamente los costos asociados a la emisión de dióxido de carbono.

Ante un 20% ambos esquemas demuestran tener exactamente el mismo costo social, lo mismo ocurre con un 30%. El fenómeno se explica a que en ambos esquemas y en ambos escenarios el equilibrio de mercado arroja que los sistemas tengan la misma capacidad instalada e inyecten el mismo volumen energético. Por supuesto, ambos modelos no son los mismos, tienen asignados distintos costos unitarios de transmisión y tanto sus ingresos tarifarios como peaje a recaudar son diferentes. El problema de optimización resolvió que la alternativa que entregaba el menor costo era mantener aquel mix tecnológico y ajustar los costos marginales por barra para que las tecnologías recauden su parte para remunerar a la transmisión.

A partir del 40% y hasta el 70%, el estampillado por energía repunta y evidencia tener el menor costo social. El resultado guarda relación con la capacidad instalada de cada escenario. Tanto el estampillado como el esquema con localización incentivan la inversión en tecnologías a carbón, sin embargo, al comparar la variación de ambos, el estampillado instala menos de aquella capacidad. Al existir menor capacidad, la inyección energética también será menor. El carbón, al ser la tecnología con el mayor factor de CO<sub>2</sub> emitido por MWh inyectado, es el más significativo a la hora de determinar el costo social. Si en el equilibrio se determina que otra tecnología desplace parcialmente al carbón, la decisión traería beneficios en términos de costo por emisión.

Con el 80% se produce el mismo fenómeno al escenario con 10%, donde el esquema con localización presenta el menor costo. Finalmente, en el 90% y 100%, el estampillado por energía vuelve a otorgar el menor costo social. El efecto se debe a que el esquema con localización supera al estampillado en inversión al carbón y desincentiva la instalación de capacidad eólica. Se demuestra que, en la mayoría de los escenarios (no en todos), el estampillado por energía resulta ser el más conveniente en términos de costo social.

Del total de los escenarios, el esquema y porcentaje asignado que presenta el menor costo social es el esquema con localización cuando se asigna el 10% del pago a la generación. En este escenario y con un impuesto igual a 5 US\$/tCO<sub>2</sub>, el costo social alcanza los US\$ 8.246.437, inferior a lo ofrecido en el resto de los escenarios. La diferencia es más patente a medida que mayor sea el impuesto.

# Capítulo 5 : Conclusiones

## 5.1. Conclusiones

En este trabajo se implementó con éxito tres esquemas de tarificación para remunerar a la transmisión en un problema de equilibrio de largo plazo que simula la respuesta del mercado de la generación (mediante inversiones en infraestructura). Los tres esquemas corresponden al estampillado por potencia, al estampillado por energía y un esquema que entrega señales de localización. Todos los escenarios analizados fueron solucionados mediante la metodología planteada y los objetivos fueron alcanzados satisfactoriamente. Cada modelo recauda el 100% de los costos de la transmisión y la participación de cada tecnología concuerda con lo asignado, con un error menor al 0,1%.

De acuerdo con las soluciones entregadas por el equilibrio de mercado de cada escenario, la implementación de uno u otro esquema de tarificación incentiva la inversión de ciertas tecnologías y desincentiva a otras. Los cambios en la participación tecnológica de la matriz provocan que los costos del sistema eléctrico varíen, aumentando o disminuyendo los costos de operación e inversión de la generación.

La implementación del estampillado por potencia incentiva la tecnología a carbón, a GNL (ciclo cerrado), diésel e hidráulica de embalse y, por otra parte, desincentiva tecnologías como GNL (ciclo abierto), solar y eólica. El efecto es más potente mientras mayor sea el pago a la transmisión asignado a la generación. Las tecnologías privilegiadas, principalmente carbón, son las encargadas de pagar el mayor porcentaje de los costos de transmisión. Las tecnologías más desfavorecidas, eólica y solar, son desincentivadas porque al tener un bajo factor de planta y una participación importante en mega watts instalados, deben pagar una gran suma por costos de transmisión y, como resultado, su inversión deja de ser conveniente.

El estampillado por energía incentiva la tecnología a carbón, a GNL (ciclo abierto) y diésel, y desincentiva la tecnología a GNL (ciclo cerrado), hidráulica de embalse y solar. Se destaca el efecto relacionado a la tecnología eólica, donde el estampillado por energía incentiva su inversión cuando tiene asignado un porcentaje de pago entre el 10% y 60%. El esquema con localización presenta tendencias similares al estampillado por energía, incentivando y desincentivando las mismas tecnologías, aunque diferenciándolo en los grados de variación. También incentiva la tecnología eólica pero únicamente cuando se le asigna a la generación entre el 10% y 40% del pago. Los resultados, en ambos esquemas,

se debe principalmente al volumen energético inyectado por cada tecnología, parámetro necesario en el cálculo de los costos de transmisión. Con la adición del cargo de transmisión a los costos de generación, las configuraciones de inversión tecnológica planteadas en este párrafo fueron las que promovieron los menores costos.

Con respecto a las denominadas tecnologías limpias y renovables, el estampillado por potencia desincentiva la inyección de energías provenientes de este tipo porque realiza una menor inversión en su capacidad instalada. El resultado es diferente para el caso con estampillado por energía y con el esquema con localización. Para estos dos últimos, los niveles de inyección afectan directamente los cargos de transmisión y el incentivo o desincentivo de las tecnologías buscan alcanzar el menor costo total. El estampillado por energía incentiva la operación de tecnologías renovables, aunque únicamente cuando se le asigna entre un 10% y 60% de pago a la generación. Por otro lado, el esquema con localización también incentiva la inyección por medio de estas tecnologías, pero únicamente cuando se le asigna entre un 10% y 30% de pago a la generación. Cuando se le asigna un 10% de pago, el esquema con localización es el que inyecta mayor energía de este tipo, para el resto de los casos, el puesto recae en el estampillado por energía.

Analizando las emisiones de CO<sub>2</sub>, producidas por la generación por medio de combustibles fósiles, se determina que los resultados son producto de la relación inversa que guardan con el incentivo/desincentivo de las inyecciones con tecnologías renovables. De los tres esquemas, la implementación del estampillado por potencia es la que origina la mayor producción de este gas. Ocurre lo contrario con el estampillado por energía y el esquema con localización, aunque solamente en ciertos escenarios.

Cuando se aplica el estampillado por energía, la contaminación se reduce cuando se asigna entre un 10% y 60% del pago a la generación. También disminuye para el esquema con localización, pero únicamente cuando se asigna entre el 10% y 30%. La definición de cuál de estos dos esquemas ofrece las menores emisiones de CO<sub>2</sub> depende del porcentaje asignado a la generación. Ante 0%, 20% y 30%, sus emisiones son iguales. Ante 10% y 80%, el esquema con localización genera las menores emisiones. Para el resto de los porcentajes, es el estampillado por energía el que ofrece la menor contaminación.

En cuanto al costo social, costo no internalizado en el problema de optimización y asociado únicamente al costo por emisiones de CO<sub>2</sub>, los resultados dependen del esquema implementado y del porcentaje de pago asignado a la generación. De los tres esquemas, el estampillado por potencia ofrece los mayores costos y lo convierte en el esquema con peor desempeño. En el caso contrario, el esquema y escenario que ofrece el menor costo social es el esquema con localización cuando se asigna el 10% del pago a la generación.

## 5.2. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se propone profundizar el análisis considerando diversos factores no contemplados en los modelos de equilibrio de mercado de largo plazo. A continuación, se detallan los factores a evaluar:

- Implementar otros tipos de esquemas de tarificación descritas en la literatura. Más allá del estampillado, existen múltiples esquemas que pueden ser aplicados en un modelo eléctrico. Sin embargo, se aconseja contemplar el nivel de complejidad de la metodología propuesta y los tiempos de computo para lograr obtener una implementación exitosa.
- Ampliar el periodo de evaluación. Considerar en primera instancia un periodo anual con resolución horaria (8760 horas), con tal de capturar de mejor manera las variaciones de la demanda y las fuentes variables de generación. Simular un periodo de largo plazo con un horizonte mayor a 10 años, que considere proyecciones de consumo, precios de combustibles, variabilidad de fuentes de generación y puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión.
- Aumentar el número de tecnologías disponibles para ser consideradas en el problema de optimización. Por su baja inserción en la matriz de generación actual, no fueron contempladas tecnologías como: concentración solar de potencia (CSP), geotermia, hidráulica de bombeo, biogás y almacenamiento por baterías. Debido a su alto potencial a futuro, resulta acertado no descartarlos en un futuro trabajo.
- Ampliar la red del sistema eléctrico. El modelo desarrollado en este trabajo es un multi-nodal de dos barras, con el cual fue posible manejar los límites de transmisión y observar desacoples en los precios del sistema. Sin embargo, una topología más compleja otorgaría una mayor representatividad del sistema eléctrico chileno. Con el aumento de barras, se propone ajustar los perfiles de demanda, radiación, velocidad de viento y caudal de agua específicos para cada localidad representada.
- Incluir costo de falla en el problema de optimización. Este parámetro corresponde al costo por energía no suministrada. También engloba los déficits de seguridad del sistema y las restricciones energéticas. Junto a los costos de operación e inversión, el costo de falla suele ser considerado en la función objetivo a minimizar. Por temas de simplificación, no se contempla este concepto en los modelos desarrollados, sin embargo, resultaría interesante evaluar las implicancias que tiene la interrupción del suministro eléctrico debido a la aplicación de distintos esquemas de tarificación.

## Capítulo 6 : Bibliografía

- [1] KRAUSE T. 2003. Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets - a Literature Survey. EEH internal report, Zurich.
- [2] COXE R. y ILIC M. 1998. System Planning under Competition. En: ILIC M., GALIANA F. y FINK L. Power Systems Restructuring: Economics and Engineering. Eds. Kluwer Academic Publishers. Boston.
- [3] RUBIO-ODERIZ F. J. y ARRIAGA I. J. P. 2000. Marginal pricing of transmission services: A comparative analysis of network cost allocation methods. IEEE Trans. Power Syst. 15(1): 448-454.
- [4] MARIN J., PEREZ-ARRIAGA I. J., RUBIO F. J., PUERTA J. F. y ARCELUZ J. 1995. Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery. IEEE Trans. Power Syst. 10(1): 546-553.
- [5] RUDNICK H. y RAINERI R. 1997. Transmission pricing practices in South America. Util. Pol. 6: 211-218.
- [6] RUDNICK H., PALMA R. y FERNANDEZ J. E. 1995. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open Access. IEEE Trans. Power Syst. 10(2): 1125-1132.
- [7] DANITZ F. J. 2001. Métodos de asignación de peajes de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red. Memoria de Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad. Santiago. Pontifica Universidad Católica de Chile. Facultad de Ingeniería.
- [8] YÁÑEZ C. 2017. Análisis e impacto de la nueva ley de transmisión en el sector eléctrico chileno. Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 147p.
- [9] VAN ROY P. 2002. A postage stamp transmission tariff with marginal loss based incentive. IEEE. 00: 157-162.
- [10] MURALI M., KUMARI M. S. y SYDULU M. 2011. A comparison of embedded cost based transmission pricing methods. 2011 International Conference on Energy, Automation and Signal. 19-24.
- [11] BIALEK J. 1997. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. IEEE Trans. Power Syst. 12(3): 1185-1193.
- [12] DANITZ F., RUDNICK H., ZOLEZZI J. y WATTS D. 2002. Use based allocation methods for payment of electricity transmission systems. Proceedings. International Conference on Power System Technology. 5p.

- [13] PALMA R. y VARGAS L. 2008. Tarificación (pago) de los sistemas de transmisión. En: *Ñom Lufke (el rayo domado) o Sistemas Eléctricos de Potencia* 1a. ed. Chile. pp. 445-465.
- [14] KILYENI S., POP O., SLAVICI T., CRACIUN C., ANDEA P. y MNERIE D. 2010. Transmission cost allocation using the distribution factors method. *Melecon 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*. 4: 1093–1098.
- [15] ROUSTAEI M., SHEIKH-EL-ESLAMI M. K. y SEIFI H. 2014. Transmission cost allocation based on the users' benefits. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 61: 547–552.
- [16] ZHANG T. y BALDICK R. 2017. Consideration of Existing Capacity in Screening Curve Method. *IEEE Transactions on Power Systems*. 32(4): 3038-3048.
- [17] LÓPEZ J. M. y GALLEGO L. A. 2008. Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad usando un método de punto interior. *Scientia et Technica Año XIV*. 39: 31–36.
- [18] KARTHIKEYAN S. P., SARAVANAN B., JAIN A., RANU I., RAGLEND I. J. y KOTHARI D. P. 2013. A comparative study on transmission network cost allocation methodologies. *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*. pp. 145–152.
- [19] AHMED K. S. y KARTHIKEYAN S. P. 2017. Comparison of various transmission loss/cost allocation methods — A review. *Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*. pp. 1-4.
- [20] AZEVEDO F., KHODR H. M. y VALE Z. A. 2009. Transmission cost allocation using cooperative Game Theory: A comparative study. *6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven. pp. 1-6.
- [21] WANG J. X., ZHONG H. W. y XIA Q. 2016. A Usage-Based Transmission Cost Allocation Scheme Considering Impacts of Ders. *Tsinghua Univ. Electr. Eng. Acad. Forum*.
- [22] WANG J., ZHONG H., XIA Q., y KANG C. 2018. Optimal Planning Strategy for Distributed Energy Resources Considering Structural Transmission Cost Allocation. *IEEE Trans. Smart Grid*. 9(5): 5236–5248.
- [23] WANG J., ZHONG H., TANG W., RAJAGOPAL R., XIA Q., y KANG C. 2018. Tri-Level Expansion Planning for Transmission Networks and Distributed Energy Resources Considering Transmission Cost Allocation. *IEEE Trans. Sustain. Energy*. 9(4): 1844–1856.
- [24] DIAZ G., MUÑOZ F.D. y MORENO R. 2018. Equilibrium Analysis of a Tax on Carbon Emissions with Pass-through Restrictions and Side-payment Rules.
- [25] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2017. Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017. [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [26] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. Demanda Real. [en línea] <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>

- [27] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. Información de Instalaciones. [en línea] <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/retiro-instalaciones>
- [28] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2019. Fijación de cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos 2019. [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/cargos-de-transmision/>
- [29] EEE. 2016. Explorador de Energía Eólica, Universidad de Chile. [en línea] <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>
- [30] EES. 2019. Explorador de Energía Solar, Universidad de Chile. [en línea] <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>
- [31] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. Operación Real. [en línea] <https://sic.coordinador.cl/en/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>

# Anexos

## Anexo A. Perfiles de consumo.

Tabla 0.1. Demanda barra 1 (MW).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	2.435	2.430	2.481	2.366	2.478	2.725	2.342	2.546	2.603	2.179	2.410	2.845
2	2.398	2.480	2.425	2.329	2.408	2.608	2.267	2.252	2.667	2.142	2.393	2.694
3	2.372	2.438	2.302	2.277	2.408	2.573	2.237	2.172	2.564	2.135	2.379	2.623
4	2.397	2.411	2.305	2.270	2.376	2.555	2.221	2.085	2.545	2.109	2.361	2.604
5	2.434	2.405	2.306	2.289	2.398	2.465	2.233	2.051	2.564	2.104	2.298	2.590
6	2.428	2.401	2.324	2.319	2.413	2.505	2.264	2.095	2.614	2.158	2.319	2.563
7	2.387	2.398	2.373	2.313	2.423	2.596	2.281	2.095	2.680	2.224	2.336	2.704
8	2.373	2.396	2.379	2.319	2.428	2.594	2.314	2.069	2.624	2.204	2.430	2.837
9	2.349	2.172	2.260	2.233	2.433	2.337	2.350	1.905	2.500	2.144	2.283	2.620
10	2.332	2.155	2.163	2.039	2.264	2.053	2.275	1.884	2.333	2.064	2.186	2.612
11	2.383	2.193	2.140	1.932	2.212	1.968	2.387	1.871	2.185	2.045	2.215	2.566
12	2.346	2.275	2.106	1.908	2.220	1.904	2.329	1.907	2.030	1.946	2.119	2.507
13	2.383	2.350	2.113	1.915	2.065	1.883	2.168	1.924	2.017	1.833	2.106	2.533
14	2.405	2.388	2.164	1.916	2.150	1.834	2.066	1.864	2.027	1.751	2.111	2.417
15	2.385	2.338	2.161	1.887	2.185	1.861	2.075	1.889	2.001	1.780	2.112	2.390
16	2.302	2.280	2.123	1.876	2.090	1.960	2.201	1.774	1.871	1.723	2.213	2.424
17	2.330	2.235	2.148	1.953	2.156	2.020	2.278	1.906	1.918	1.683	2.332	2.362
18	2.334	2.084	2.187	2.028	2.175	2.296	2.428	2.025	2.098	1.715	2.422	2.385
19	2.389	2.124	2.254	2.244	2.230	2.332	2.447	2.266	2.488	1.980	2.502	2.652
20	2.432	2.374	2.322	2.351	2.284	2.324	2.376	2.369	2.610	2.069	2.557	2.841
21	2.415	2.514	2.426	2.378	2.323	2.372	2.367	2.281	2.607	2.156	2.554	2.859
22	2.478	2.612	2.477	2.418	2.365	2.482	2.320	2.239	2.538	2.186	2.601	2.856
23	2.557	2.604	2.419	2.421	2.387	2.454	2.355	2.309	2.515	2.162	2.649	2.852
24	2.544	2.534	2.319	2.490	2.335	2.504	2.335	2.388	2.501	2.131	2.663	2.806

Tabla 0.2. Demanda barra 2 (MW).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	5.563	6.441	6.174	5.820	5.522	5.790	6.055	6.115	5.687	6.417	5.861	5.988
2	5.285	5.968	5.888	5.551	5.305	5.432	5.733	5.978	5.291	5.973	5.426	5.706
3	5.060	5.709	5.791	5.445	5.139	5.526	5.527	5.839	5.168	5.723	5.298	5.552
4	4.952	5.614	5.668	5.340	5.082	5.392	5.401	5.822	5.065	5.651	5.249	5.438
5	4.947	5.572	5.653	5.340	5.084	5.373	5.372	5.828	5.040	5.591	5.331	5.448
6	5.114	5.638	5.703	5.396	5.175	5.452	5.497	5.824	5.124	5.693	5.419	5.533
7	5.289	5.814	6.034	5.880	5.701	6.067	6.124	6.476	5.581	6.169	5.779	5.639
8	5.498	6.010	6.427	6.449	6.403	6.788	6.844	7.091	6.232	6.571	6.017	5.846
9	6.159	6.691	6.813	6.737	6.789	7.449	7.152	7.522	6.475	6.915	6.607	6.493
10	6.761	7.200	7.236	7.215	7.207	7.787	7.619	7.856	6.882	7.216	6.988	6.900
11	7.038	7.420	7.439	7.415	7.367	8.416	7.708	7.989	7.060	7.219	7.079	7.103
12	7.292	7.553	7.559	7.496	7.398	8.627	7.830	7.984	7.222	7.299	7.222	7.287
13	7.464	7.494	7.685	7.480	7.430	8.545	7.859	7.918	7.180	7.402	7.178	7.190
14	7.512	7.460	7.697	7.472	7.262	8.582	7.863	7.856	7.080	7.390	7.167	7.106
15	7.710	7.570	7.857	7.523	7.272	8.329	7.841	7.757	7.168	7.444	7.327	7.078
16	7.794	7.730	7.991	7.607	7.354	8.517	7.791	7.777	7.207	7.490	7.348	7.024
17	7.712	7.780	7.966	7.489	7.303	8.462	7.815	7.650	7.083	7.465	7.280	6.996
18	7.540	7.763	7.737	6.845	6.768	8.094	7.579	7.302	6.483	7.261	7.080	6.892
19	7.227	7.407	7.506	6.054	6.283	7.874	7.580	7.264	5.732	6.807	6.810	6.609
20	7.101	7.023	7.184	6.185	6.876	7.939	7.724	7.646	5.937	6.882	6.660	6.312
21	7.122	7.063	7.367	6.722	7.022	7.822	7.675	7.752	6.474	7.476	7.023	6.538
22	7.472	7.366	7.532	6.526	6.894	7.616	7.623	7.635	6.520	7.280	7.205	6.917
23	7.335	7.197	7.169	6.195	6.477	7.116	7.129	7.127	6.203	6.981	6.776	6.735
24	6.909	6.830	6.796	6.049	6.356	6.730	6.882	6.707	5.962	6.705	6.211	6.276

## Anexo B. Perfiles de velocidad de viento.

Tabla o.3. Velocidad de Viento barra 1 (m/s).

Coordenadas geográficas del perfil: latitud 22.47 S, longitud 68.81 O.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	3,1	2,8	4,8	4,5	6,5	5,6	6,7	7,6	7,1	4,2	4,8	3,3
2	3,1	3,4	5,8	5,6	7	6	7,7	9,1	8,2	5,2	5,2	3,1
3	4,3	4,4	6,9	6,7	7,4	6,6	9,1	9,6	9,2	6,7	6,4	3,9
4	5,3	5,3	7,9	7,5	7,5	7	9,1	9,4	9	7,7	7,8	5,8
5	6,5	6,6	8,7	8	7,5	7	9,2	9,1	9,4	8,5	8,9	7,2
6	7	6,6	9,1	7,6	8,2	7,6	8,9	9,2	9,6	8,3	9,2	7,2
7	7,1	6,8	9,2	7,9	8,6	7,6	9	10	9,8	8,3	9,3	7,2
8	7,3	7	8,7	8,4	8,7	7,7	8,8	10	10,2	9,2	9,4	7,7
9	5,7	6,2	8,2	8,1	8,7	7,6	8,8	9,8	9,7	8	7,9	6
10	3,4	3,7	5,6	6,4	8,3	7,3	8,5	8,3	7,6	5,3	4,9	3,3
11	1,5	1,9	2,6	3,8	6,5	5,6	6,7	5,2	4,6	3,4	2,2	1,9
12	5,8	4,1	2,8	2,8	5	4,2	6,1	3,3	5,3	4,6	4,4	5,7
13	9,7	9,1	7,4	6,5	5,5	5,2	7,2	5,5	7,7	8,2	8,2	9,5
14	11,4	11,1	10,6	9,3	8,3	8,4	10,2	8,5	9,8	10,3	9,9	11,1
15	11,8	12	11,5	10,2	10,3	9,9	11,4	10,5	11,3	11	10,9	11,5
16	11,7	11,7	11,7	10,7	11	10,7	11,9	11,1	12	11,5	11	11,5
17	11,3	11,4	11,8	10,3	10,7	10,6	11,5	11	11,9	11,5	11	11,4
18	11,5	11,3	11,3	10	10,4	10,1	10,7	10,6	11,5	11,4	10,7	11,2
19	11,1	11,1	10,5	9,6	10,1	9,9	10	10	10,7	10,5	11,2	10,8
20	10,1	9,6	8,4	8,5	8	7,9	8,2	8,6	9,6	10,3	10,8	10
21	7,7	7,4	5,7	5,2	5,1	5,8	4,9	5,6	6,6	7,8	8,2	7,5
22	7,2	5,9	3,3	3,2	4,1	4,9	4,5	3,5	4,5	5,1	5,7	7,3
23	4,1	3,4	2,9	3,1	4,5	4,4	5,8	5,2	4,9	3,7	3,2	3,7
24	3,3	2,8	3,8	3,5	5,3	4,7	6,1	6,5	6,2	3,9	4,1	3,4

Tabla o.4. Velocidad de Viento barra 2 (m/s).

Coordenadas geográficas del perfil: latitud 37.62 S, longitud 73.65 O.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	9,3	8,1	7,4	6,6	7,1	7,8	8,9	8,7	5,6	7,8	9,6	8,3
2	9,5	7,9	7,2	6,8	7,2	8,1	8,7	8,1	5,6	7,8	9,6	7,9
3	9,1	8,1	7,2	6,9	6,9	7,9	8,6	7,8	5,7	7,3	9,4	7,9
4	9,0	8,4	7,2	6,6	6,8	7,7	8,6	7,6	5,7	7,3	9,3	8,0
5	9,2	8,3	7,3	6,3	7,0	7,5	9,0	7,4	5,8	7,6	9,3	8,0
6	9,4	7,8	7,1	6,2	7,1	7,0	9,1	7,6	6,0	7,4	8,8	8,2
7	9,1	7,6	6,7	6,3	6,8	7,5	9,3	7,3	5,7	7,3	8,6	8,0
8	9,1	7,6	6,8	6,4	7,0	7,4	9,3	7,9	6,0	7,4	8,6	8,1
9	8,9	7,0	6,8	6,1	7,0	7,3	9,0	8,2	6,0	7,0	8,2	7,5
10	8,5	7,1	7,0	6,0	6,9	7,4	8,5	8,3	5,5	6,9	8,4	7,7
11	8,5	7,6	7,0	5,5	6,2	7,3	8,2	8,4	5,3	6,8	8,6	8,1
12	8,9	7,9	7,1	5,3	5,9	7,7	7,9	8,2	5,4	7,0	9,1	8,4
13	9,2	8,2	7,5	5,6	5,8	6,7	7,8	8,0	6,0	7,5	9,4	8,5
14	9,5	8,5	7,9	6,2	6,0	7,2	7,7	8,3	6,5	7,8	9,8	8,7
15	9,8	8,7	8,2	6,6	6,1	7,7	7,7	8,5	6,7	7,8	10,0	8,9
16	10,2	9,1	8,3	7,0	6,4	7,6	7,9	8,6	6,9	7,9	10,5	9,1
17	10,4	9,3	8,5	7,2	6,6	8,0	7,8	8,9	6,8	8,1	10,5	9,4
18	10,4	9,2	8,4	7,3	6,7	7,7	8,0	8,6	6,4	7,9	10,6	9,2
19	10,1	9,1	8,5	7,5	7,0	7,6	8,4	8,7	6,3	8,1	10,4	8,9
20	9,9	8,9	8,7	7,5	6,9	7,9	8,6	8,8	6,2	7,9	10,2	8,6
21	9,9	9,0	8,3	7,5	6,8	7,9	9,2	8,2	6,1	7,8	9,8	8,4
22	9,5	8,7	8,1	7,0	7,1	7,7	8,6	7,9	5,9	8,1	10,0	8,7
23	9,6	8,7	8,0	6,7	7,2	7,5	8,7	8,2	5,7	7,9	10,1	8,4
24	9,4	8,4	7,7	6,5	7,0	7,6	8,5	8,4	5,4	7,7	9,9	8,3

## Anexo C. Perfiles de radiación solar.

Tabla 0.5. Radiación barra 1 ( $W/m_2$ ).

Coordenadas geográficas del perfil: latitud 22.28 S, longitud 68.57 O.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	8,54	6,42
7	65,13	40,44	34,77	8,72	0,00	0,00	0,00	1,24	68,91	134,21	140,38	112,33
8	283,30	257,97	275,26	282,13	254,44	209,49	199,53	249,65	332,53	397,05	404,78	351,97
9	533,00	521,38	546,61	542,39	513,09	462,14	453,68	509,48	597,86	653,60	647,07	591,68
10	740,00	751,18	778,24	765,03	725,57	674,26	668,78	734,01	817,87	861,82	839,79	790,84
11	904,04	911,98	953,26	927,79	876,05	831,13	829,77	894,32	971,90	1008,07	994,83	939,72
12	1002,75	1022,40	1063,03	1021,30	965,97	923,15	924,82	993,71	1059,29	1081,41	1062,79	1020,19
13	1019,15	1052,65	1073,31	1024,88	968,45	928,73	941,14	1000,79	1055,99	1077,38	1052,03	1024,84
14	963,07	995,94	1015,16	961,57	901,85	863,12	885,15	937,73	982,42	991,85	964,98	950,12
15	825,11	843,58	875,18	816,11	750,74	728,45	753,44	803,18	831,18	830,56	808,19	813,28
16	639,14	649,35	672,54	607,29	547,55	533,08	560,53	607,48	618,16	606,86	595,05	611,02
17	412,66	416,19	423,33	359,63	300,91	291,92	326,81	361,35	364,36	349,48	347,95	377,63
18	186,96	197,76	163,87	86,78	10,96	0,20	26,42	87,15	96,83	91,32	103,21	144,52
19	19,90	12,17	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	13,48
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla o.6. Radiación barra 2 ( $W/m_2$ ).

Coordenadas geográficas del perfil: latitud 33.42 S, longitud 70.73 O.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	17,00	5,93	1,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,89	53,42	58,37	42,89
8	168,02	147,19	167,09	150,07	80,36	0,00	0,32	108,35	177,11	158,52	203,57	196,60
9	353,84	337,84	315,85	262,76	191,01	258,48	230,37	203,65	275,74	314,58	370,31	378,76
10	522,04	514,51	490,10	405,58	289,61	251,22	248,13	278,41	378,32	459,75	521,82	541,52
11	654,56	646,30	629,04	525,51	368,77	321,92	329,11	357,73	480,34	548,47	626,94	663,39
12	736,19	742,74	721,71	600,32	443,04	382,29	395,65	435,95	527,64	606,61	697,27	721,64
13	744,24	773,58	737,51	615,20	457,55	428,95	411,49	460,64	541,64	596,16	691,72	731,50
14	711,80	737,72	701,57	580,15	433,92	409,47	384,96	438,98	518,59	558,00	627,99	678,28
15	624,24	647,70	597,37	490,96	346,09	327,17	320,07	356,84	426,69	457,18	534,69	581,93
16	481,84	511,47	462,14	359,79	296,37	301,88	279,73	285,80	312,15	337,01	390,71	431,44
17	312,05	328,88	288,28	203,57	164,35	145,16	181,45	171,97	177,62	183,77	222,38	265,00
18	129,66	139,54	108,71	33,36	0,00	0,00	0,00	19,40	49,71	54,83	63,31	92,32
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## Anexo D. Perfiles reales de inyección de energía hidráulica.

Tabla o.7. Energía inyectada a través de centrales hidráulicas de pasada (MWh).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	1648	1540	1212	1018	827	972	1208	988	1300	1808	2169	1957
2	1608	1497	1148	976	801	931	1156	946	1270	1777	2066	1896
3	1568	1466	1116	956	785	923	1112	906	1222	1758	2036	1861
4	1531	1433	1107	932	780	909	1098	896	1226	1688	1964	1806
5	1504	1425	1096	926	811	907	1075	919	1245	1638	1910	1756
6	1488	1420	1101	933	832	902	1085	915	1264	1613	1900	1755
7	1474	1414	1111	964	874	957	1103	953	1305	1644	1934	1752
8	1488	1428	1134	1018	943	966	1126	979	1357	1698	1958	1760
9	1523	1441	1142	1031	988	1017	1159	1013	1346	1724	2019	1794
10	1525	1412	1145	1062	1045	1127	1265	1085	1398	1734	2061	1847
11	1550	1420	1162	1088	1085	1165	1322	1166	1425	1745	2079	1910
12	1563	1461	1168	1128	1079	1174	1358	1158	1422	1750	2075	1918
13	1594	1478	1173	1170	1109	1178	1360	1156	1411	1747	2081	1924
14	1634	1504	1194	1159	1115	1150	1362	1203	1374	1782	2010	1901
15	1661	1529	1213	1164	1088	1176	1379	1230	1360	1797	2015	1903
16	1686	1554	1232	1162	1066	1191	1371	1202	1351	1794	2048	1940
17	1693	1578	1265	1157	1048	1221	1334	1248	1366	1765	2033	1901
18	1729	1610	1287	1143	1025	1264	1315	1168	1296	1740	1977	1908
19	1762	1615	1278	1101	1006	1317	1322	1083	1274	1733	1922	1934
20	1787	1632	1305	1108	1033	1339	1371	1100	1289	1755	1948	1952
21	1786	1647	1387	1117	1047	1332	1386	1117	1326	1789	2112	2020
22	1847	1713	1425	1097	1017	1327	1379	1086	1367	1804	2210	2046
23	1887	1620	1419	1069	971	1299	1343	1066	1325	1760	2184	2053
24	1808	1563	1324	1052	949	1284	1241	1068	1299	1722	2125	2014

Tabla o.8. Energía inyectada a través de centrales hidráulicas de embalse (MWh).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía diaria (MWh)	34368	22629	31669	33136	23499	22970	40711	20078	14443	43506	54427	42982

## Anexo E. Screening Curves.

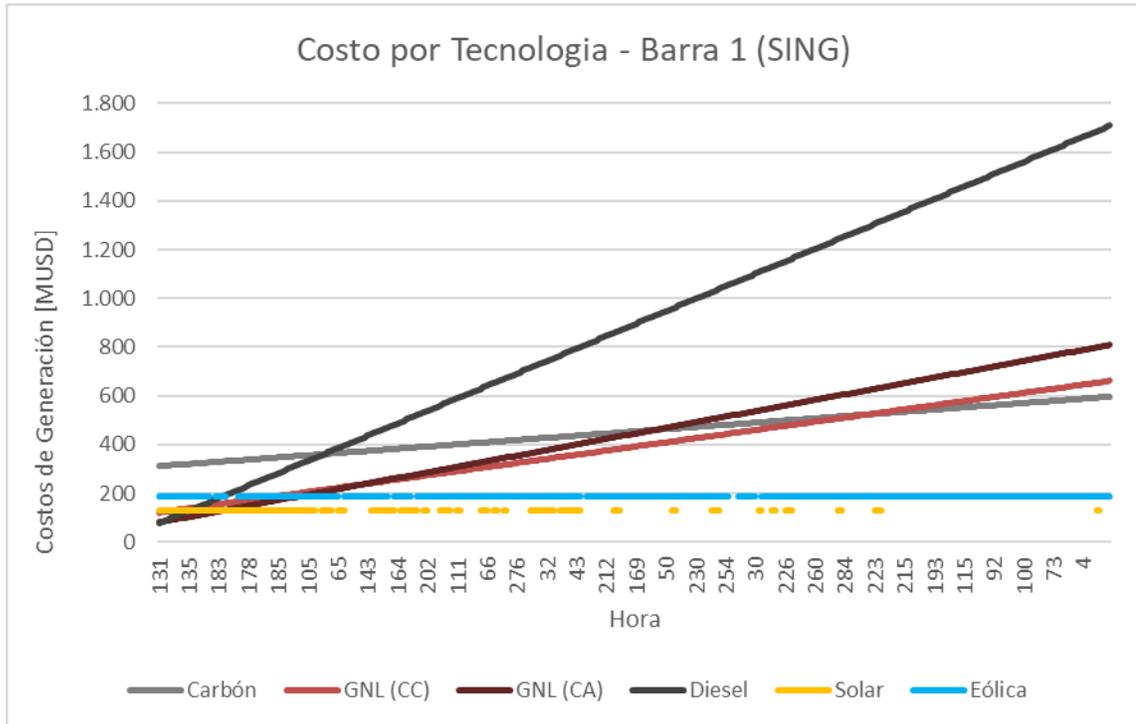


Figura o.1. Screening Curve, barra 1.

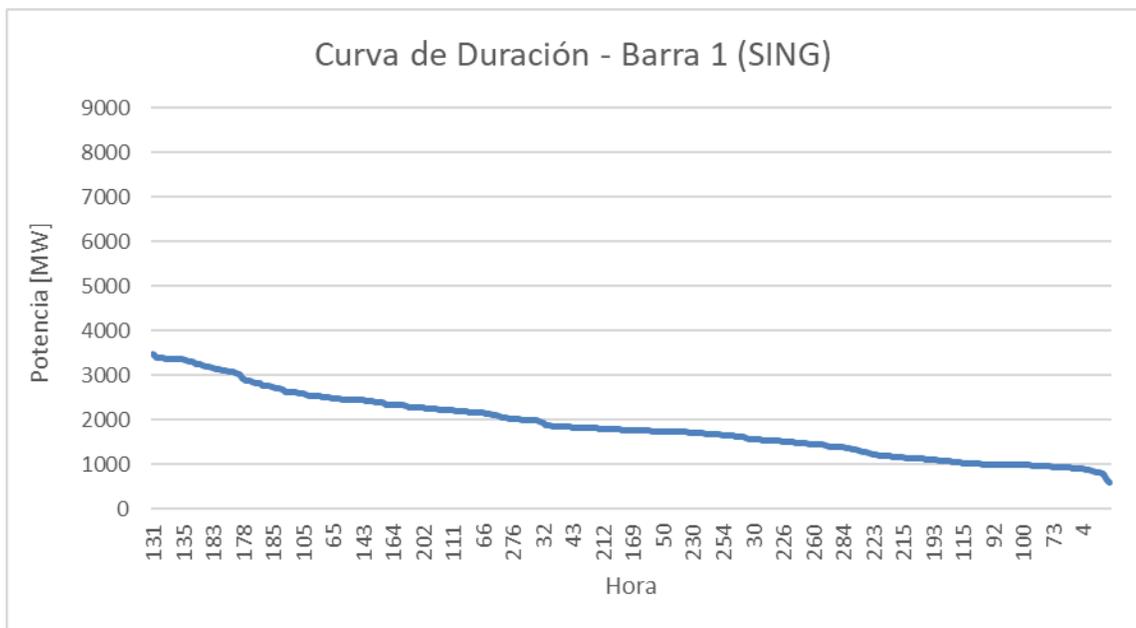


Figura o.2. Curva de duración, barra 1.

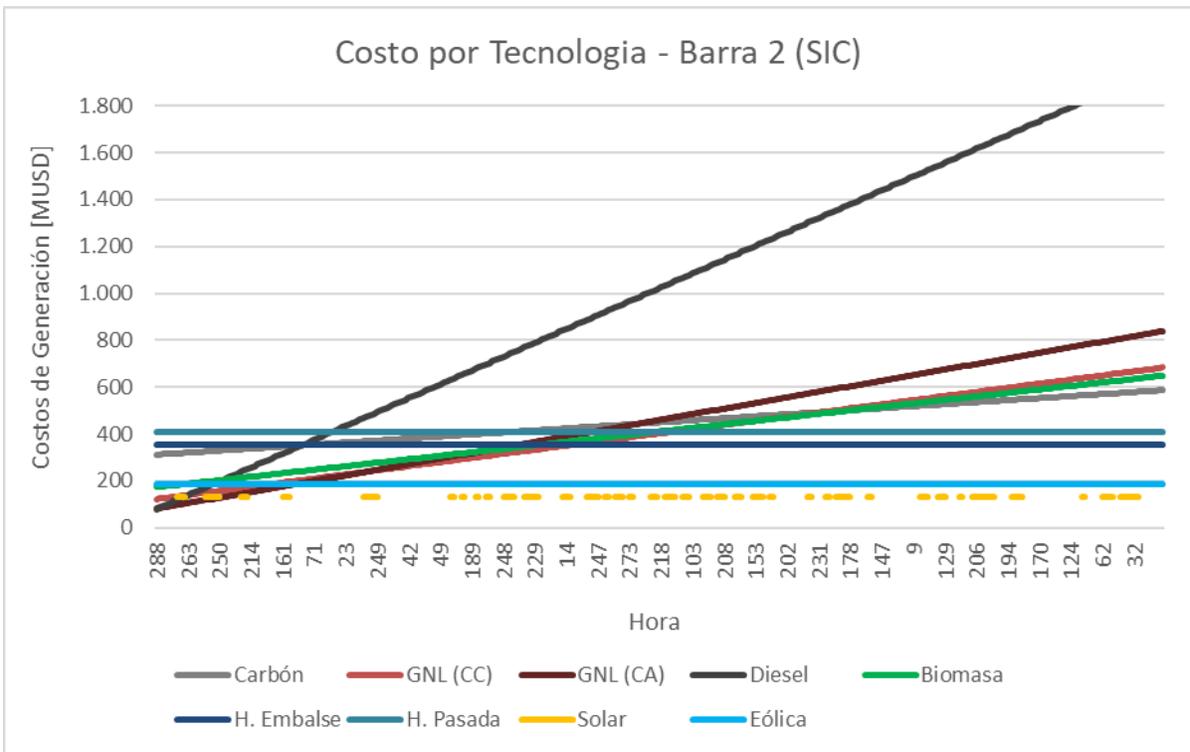


Figura 0.3. Screening Curve, barra 2.

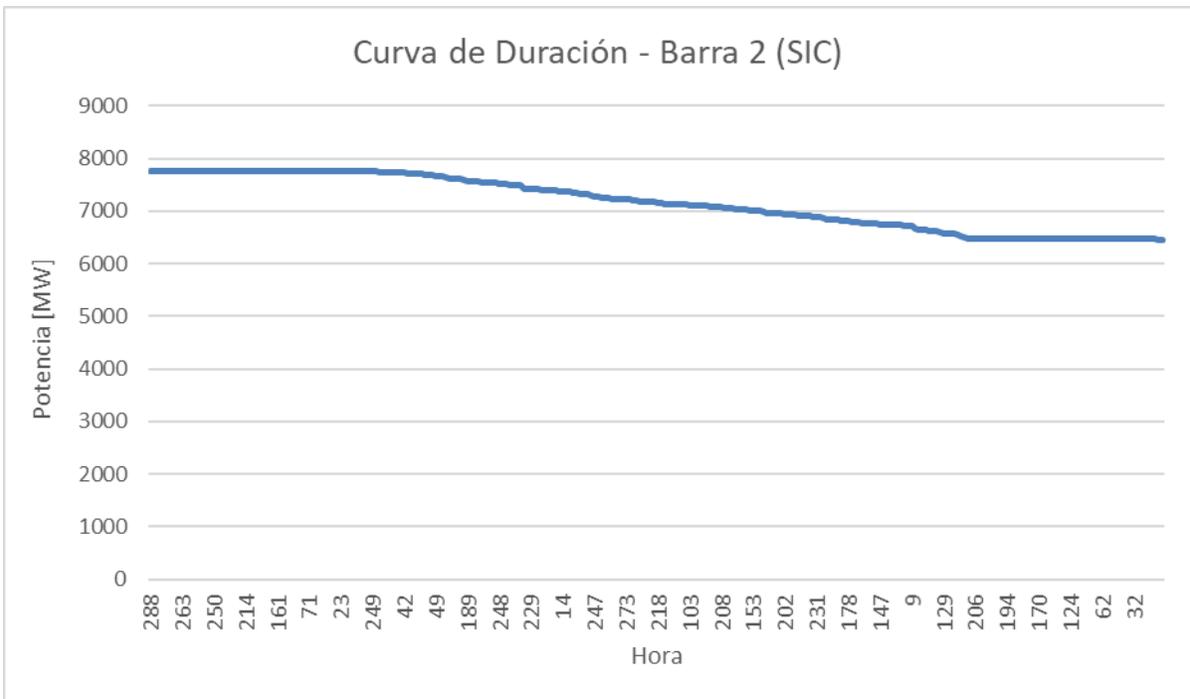


Figura 0.4. Curva de duración, barra 2.

## Anexo F. Detalle Resultados.

Tabla 0.9. Detalle costos de transmisión [US\$].

	% Gen	% Dem	VATT [US\$]	Ingreso Tarifario [US\$]	Peaje Total [US\$]	Peaje Generación [US\$]	Peaje Demanda [US\$]
Estampillado por Potencia	0%	100%	99.369.279	16.491.600	82.877.679	0	82.877.679
	10%	90%	99.369.279	14.112.000	85.257.279	8.525.728	76.731.551
	20%	80%	99.369.279	14.112.000	85.257.279	17.051.456	68.205.823
	30%	70%	99.369.279	14.112.000	85.257.279	25.577.184	59.680.095
	40%	60%	99.369.279	14.212.800	85.156.479	34.062.592	51.093.887
	50%	50%	99.369.279	14.263.200	85.106.079	42.553.040	42.553.040
	60%	40%	99.369.279	14.313.600	85.055.679	51.033.407	34.022.272
	70%	30%	99.369.279	14.414.400	84.954.879	59.468.415	25.486.464
	80%	20%	99.369.279	14.515.200	84.854.079	67.883.263	16.970.816
	90%	10%	99.369.279	14.515.200	84.854.079	76.368.671	8.485.408
	100%	0%	99.369.279	14.515.200	84.854.079	84.854.079	0
Estampillado por Energía	0%	100%	99.369.279	16.491.600	82.877.679	0	82.877.679
	10%	90%	99.369.279	16.433.013	82.936.266	8.293.627	74.642.640
	20%	80%	99.369.279	15.858.486	83.510.793	16.702.159	66.808.634
	30%	70%	99.369.279	15.517.964	83.851.315	25.155.395	58.695.921
	40%	60%	99.369.279	15.487.735	83.881.544	33.552.618	50.328.927
	50%	50%	99.369.279	16.437.310	82.931.969	41.465.984	41.465.984
	60%	40%	99.369.279	16.516.700	82.852.579	49.711.548	33.141.032
	70%	30%	99.369.279	16.477.364	82.891.915	58.024.341	24.867.575
	80%	20%	99.369.279	15.932.295	83.436.984	66.749.587	16.687.397
	90%	10%	99.369.279	16.016.723	83.352.556	75.017.300	8.335.256
	100%	0%	99.369.279	16.103.022	83.266.257	83.266.257	0
Esquema con Localización	0%	100%	99.369.279	16.491.600	82.877.679	0	82.877.679
	10%	90%	99.369.279	16.264.179	83.105.100	8.310.510	74.794.590
	20%	80%	99.369.279	15.702.435	83.666.844	16.733.369	66.933.475
	30%	70%	99.369.279	15.132.887	84.236.392	25.270.917	58.965.474
	40%	60%	99.369.279	15.634.108	83.735.171	33.494.069	50.241.103
	50%	50%	99.369.279	15.517.443	83.851.836	41.925.918	41.925.918
	60%	40%	99.369.279	15.605.648	83.763.631	50.258.179	33.505.452
	70%	30%	99.369.279	15.827.795	83.541.484	58.479.039	25.062.445
	80%	20%	99.369.279	16.121.178	83.248.101	66.598.481	16.649.620
	90%	10%	99.369.279	16.463.884	82.905.395	74.614.856	8.290.540
	100%	0%	99.369.279	16.750.129	82.619.150	82.619.150	0

Tabla 0.10. Detalle costos de generación [US\$].

	% Gen	% Dem	Costo Operación [US\$]	Costo Inversión [US\$]	Costo Transmisión [US\$]	Costo Total [US\$]
Estampillado por Potencia	0%	100%	1.859.663.930	3.598.059.905	0	5.457.723.835
	10%	90%	1.975.321.955	3.482.674.542	8.525.728	5.466.522.225
	20%	80%	2.018.456.996	3.439.926.194	17.051.456	5.475.434.646
	30%	70%	2.101.132.364	3.358.114.412	25.577.184	5.484.823.959
	40%	60%	2.242.483.033	3.219.118.723	34.062.592	5.495.664.347
	50%	50%	2.266.008.198	3.196.112.129	42.553.040	5.504.673.366
	60%	40%	2.269.739.749	3.192.563.180	51.033.407	5.513.336.336
	70%	30%	2.303.392.626	3.160.144.170	59.468.415	5.523.005.211
	80%	20%	2.314.634.624	3.149.303.022	67.883.263	5.531.820.909
	90%	10%	2.319.604.173	3.144.565.119	76.368.671	5.540.537.963
	100%	0%	2.328.594.695	3.136.379.920	84.854.079	5.549.828.694
Estampillado por Energía	0%	100%	1.859.663.930	3.598.059.905	0	5.457.723.835
	10%	90%	1.852.909.374	3.604.815.619	8.293.626	5.466.018.619
	20%	80%	1.852.909.374	3.604.815.619	16.702.158	5.474.427.151
	30%	70%	1.854.357.599	3.603.367.994	25.155.394	5.482.880.987
	40%	60%	1.854.357.599	3.603.367.994	33.552.617	5.491.278.211
	50%	50%	1.853.653.303	3.604.077.128	41.465.984	5.499.196.416
	60%	40%	1.853.421.398	3.604.312.612	49.711.548	5.507.445.558
	70%	30%	1.865.001.160	3.592.754.477	58.024.340	5.515.779.977
	80%	20%	1.872.588.689	3.585.194.805	66.749.587	5.524.533.080
	90%	10%	1.872.588.689	3.585.194.805	75.017.300	5.532.800.793
	100%	0%	1.872.588.689	3.585.194.805	83.266.257	5.541.049.750
Esquema con Localización	0%	100%	1.859.663.930	3.598.059.905	0	5.457.723.835
	10%	90%	1.852.007.744	3.605.717.077	8.310.510	5.466.035.330
	20%	80%	1.852.909.374	3.604.815.619	16.733.369	5.474.458.362
	30%	70%	1.854.357.599	3.603.367.994	25.270.918	5.482.996.511
	40%	60%	1.861.981.144	3.595.765.537	33.494.068	5.491.240.749
	50%	50%	1.863.228.012	3.594.523.213	41.925.918	5.499.677.144
	60%	40%	1.869.147.189	3.588.633.277	50.258.179	5.508.038.644
	70%	30%	1.871.673.972	3.586.135.845	58.479.038	5.516.288.855
	80%	20%	1.871.828.107	3.585.986.227	66.598.482	5.524.412.816
	90%	10%	1.873.440.273	3.584.378.419	74.614.855	5.532.433.547
	100%	0%	1.877.234.008	3.580.595.150	82.619.151	5.540.448.308

Tabla o.11. Detalle costos demanda [US\$].

	% Gen	% Dem	Costo Consumo SING [US\$]	Costo Consumo SIC [US\$]	Costo Transmisión [US\$]	Costo Total [US\$]
Estampillado por Potencia	0%	100%	1.373.078.403	4.101.137.033	82.877.679	5.557.093.114
	10%	90%	1.374.308.201	4.106.326.023	76.731.551	5.557.365.776
	20%	80%	1.376.026.389	4.113.520.257	68.205.823	5.557.752.469
	30%	70%	1.377.840.654	4.121.095.305	59.680.095	5.558.616.055
	40%	60%	1.379.791.049	4.130.086.098	51.093.887	5.560.971.034
	50%	50%	1.381.262.179	4.137.674.387	42.553.040	5.561.489.605
	60%	40%	1.382.613.007	4.145.036.929	34.022.272	5.561.672.207
	70%	30%	1.384.333.257	4.153.086.354	25.486.464	5.562.906.075
	80%	20%	1.385.613.054	4.160.723.055	16.970.816	5.563.306.925
	90%	10%	1.386.946.668	4.168.106.495	8.485.408	5.563.538.571
	100%	0%	1.388.549.257	4.175.794.637	0	5.564.343.894
Estampillado por Energía	0%	100%	1.373.078.403	4.101.137.033	82.877.679	5.557.093.114
	10%	90%	1.374.965.125	4.107.486.507	74.642.640	5.557.094.272
	20%	80%	1.376.887.601	4.113.398.037	66.808.634	5.557.094.272
	30%	70%	1.378.814.242	4.119.584.710	58.695.921	5.557.094.872
	40%	60%	1.380.721.286	4.126.044.659	50.328.927	5.557.094.872
	50%	50%	1.382.492.939	4.133.140.787	41.465.984	5.557.099.711
	60%	40%	1.384.431.984	4.139.530.274	33.141.032	5.557.103.289
	70%	30%	1.386.499.307	4.145.758.034	24.867.575	5.557.124.916
	80%	20%	1.388.530.797	4.151.934.579	16.687.397	5.557.152.772
	90%	10%	1.390.396.796	4.158.420.720	8.335.256	5.557.152.772
	100%	0%	1.392.258.276	4.164.894.496	0	5.557.152.772
Esquema con Localización	0%	100%	1.373.078.403	4.101.137.033	82.877.679	5.557.093.114
	10%	90%	1.375.412.566	4.106.886.944	74.794.590	5.557.094.099
	20%	80%	1.377.819.126	4.112.341.671	66.933.475	5.557.094.272
	30%	70%	1.380.241.986	4.117.887.412	58.965.474	5.557.094.873
	40%	60%	1.382.416.239	4.124.458.617	50.241.103	5.557.115.959
	50%	50%	1.384.735.801	4.130.458.785	41.925.918	5.557.120.504
	60%	40%	1.386.613.329	4.137.030.963	33.505.452	5.557.149.745
	70%	30%	1.388.669.637	4.143.447.013	25.062.445	5.557.179.096
	80%	20%	1.390.707.079	4.149.826.915	16.649.620	5.557.183.614
	90%	10%	1.392.900.117	4.155.997.314	8.290.540	5.557.187.971
	100%	0%	1.395.007.854	4.162.190.583	0	5.557.198.437

Tabla 0.12. Costo Social [US\$].

	% Gen	% Dem	TAX = 5 US\$/tCO2	TAX = 15 US\$/tCO2	TAX = 30 US\$/tCO2	TAX = 100 US\$/tCO2
Estampillado por Potencia	0%	100%	8.291.062	24.873.185	49.746.370	165.821.234
	10%	90%	8.958.875	26.876.624	53.753.247	179.177.491
	20%	80%	9.157.018	27.471.054	54.942.107	183.140.357
	30%	70%	9.522.189	28.566.568	57.133.136	190.443.787
	40%	60%	10.134.206	30.402.619	60.805.237	202.684.124
	50%	50%	10.243.028	30.729.085	61.458.169	204.860.563
	60%	40%	10.260.750	30.782.251	61.564.503	205.215.009
	70%	30%	10.426.765	31.280.295	62.560.590	208.535.300
	80%	20%	10.489.064	31.467.193	62.934.385	209.781.284
	90%	10%	10.517.280	31.551.840	63.103.681	210.345.603
	100%	0%	10.575.416	31.726.248	63.452.496	211.508.322
Estampillado por Energía	0%	100%	8.291.062	24.873.185	49.746.370	165.821.234
	10%	90%	8.251.275	24.753.826	49.507.652	165.025.505
	20%	80%	8.251.275	24.753.826	49.507.652	165.025.505
	30%	70%	8.258.566	24.775.698	49.551.397	165.171.323
	40%	60%	8.258.566	24.775.698	49.551.397	165.171.323
	50%	50%	8.255.616	24.766.847	49.533.694	165.112.314
	60%	40%	8.254.592	24.763.776	49.527.551	165.091.838
	70%	30%	8.322.130	24.966.391	49.932.781	166.442.605
	80%	20%	8.371.913	25.115.738	50.231.476	167.438.254
	90%	10%	8.371.913	25.115.738	50.231.476	167.438.254
	100%	0%	8.371.913	25.115.738	50.231.476	167.438.254
Esquema con Localización	0%	100%	8.291.062	24.873.185	49.746.370	165.821.234
	10%	90%	8.246.438	24.739.313	49.478.625	164.928.750
	20%	80%	8.251.275	24.753.826	49.507.652	165.025.505
	30%	70%	8.258.566	24.775.698	49.551.397	165.171.323
	40%	60%	8.305.407	24.916.220	49.832.440	166.108.134
	50%	50%	8.313.056	24.939.169	49.878.338	166.261.125
	60%	40%	8.349.255	25.047.766	50.095.531	166.985.103
	70%	30%	8.365.445	25.096.336	50.192.671	167.308.904
	80%	20%	8.367.686	25.103.059	50.206.117	167.353.724
	90%	10%	8.377.290	25.131.871	50.263.742	167.545.806
	100%	0%	8.399.884	25.199.651	50.399.302	167.997.673

Tabla 0.13. Detalle capacidad instalada [MW].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	742	638	888	73	2018	876	5248	0	0	0	0	1227	0	0	3843
	10%	90%	783	590	865	56	1939	902	5716	0	0	0	0	1242	0	0	2425
	20%	80%	821	616	814	74	1885	784	5811	0	0	0	0	1284	0	0	2049
	30%	70%	829	668	784	81	1827	644	6044	0	0	0	0	1291	0	0	1352
	40%	60%	844	781	720	73	1732	609	6427	0	0	0	0	1294	0	0	0
	50%	50%	873	778	721	93	1692	383	6476	0	0	0	0	1291	0	0	0
	60%	40%	896	776	713	99	1686	312	6466	0	0	0	0	1310	0	0	0
	70%	30%	983	782	686	127	1586	0	6499	0	0	0	0	1313	0	0	0
	80%	20%	986	789	675	128	1510	0	6540	0	0	0	0	1272	0	0	0
	90%	10%	990	793	668	128	1472	0	6557	0	0	0	0	1255	0	0	0
100%	0%	1023	806	623	128	1352	0	6565	0	0	0	0	1246	0	0	0	
Estampillado por Energía	0%	100%	742	638	888	73	2018	876	5248	0	0	0	0	1227	0	0	3843
	10%	90%	762	622	907	84	2007	819	5200	0	0	0	0	1207	0	0	4029
	20%	80%	762	622	907	84	2007	819	5200	0	0	0	0	1207	0	0	4029
	30%	70%	761	621	908	84	2010	819	5206	0	0	0	0	1208	0	0	4008
	40%	60%	761	621	908	84	2010	819	5206	0	0	0	0	1208	0	0	4008
	50%	50%	757	617	910	80	2002	843	5208	0	0	0	0	1210	0	0	3996
	60%	40%	754	615	910	77	1999	858	5210	0	0,8	0	0	1212	0	0	3984
	70%	30%	784	605	901	88	1985	792	5232	0	5,1	0	0	1215	0	0	3910
	80%	20%	797	585	911	88	1951	792	5258	0	0,2	0	0	1209	0	0	3849
	90%	10%	797	585	911	88	1951	792	5258	0	0,2	0	0	1209	0	0	3849
100%	0%	797	585	911	88	1951	792	5258	0	0,2	0	0	1209	0	0	3849	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	742	638	888	73	2018	876	5248	0	0	0	0	1227	0	0	3843
	10%	90%	760	623	906	84	2007	820	5197	0	0	0	0	1207	0	0	4038
	20%	80%	762	622	907	84	2007	819	5200	0	0	0	0	1207	0	0	4029
	30%	70%	761	621	908	84	2010	819	5206	0	0	0	0	1208	0	0	4008
	40%	60%	776	609	903	88	1986	792	5228	0	0	0	0	1216	0	0	3942
	50%	50%	777	606	902	88	1982	792	5233	0	0	0	0	1219	0	0	3926
	60%	40%	779	593	900	88	1961	792	5259	0	0	0	0	1230	0	0	3850
	70%	30%	768	587	886	88	1951	792	5284	0	19	0	0	1219	0	0	3844
	80%	20%	768	585	885	88	1947	792	5285	0	24	0	0	1212	0	0	3857
	90%	10%	772	584	883	89	1944	778	5289	0	25	0	0	1214	0	0	3848
	100%	0%	782	582	879	92	1939	746	5296	0	25	0	0	1219	0	0	3825

Tabla 0.14. Energía total inyectada [MWh].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	189.460	95.401	22.224	73	166.334	76.188	1.501.488	0	0	0	0	191.858	0	0	356.425
	10%	90%	200.125	81.527	22.627	56	159.830	78.455	1.637.667	0	0	0	0	194.205	0	0	224.956
	20%	80%	212.322	85.329	21.330	74	155.448	68.154	1.666.011	0	0	0	0	200.693	0	0	190.090
	30%	70%	217.845	92.866	20.425	81	150.624	55.958	1.734.289	0	0	0	0	201.915	0	0	125.448
	40%	60%	227.850	107.740	18.736	73	142.787	52.922	1.847.029	0	0	0	0	202.314	0	0	0
	50%	50%	236.448	108.546	18.768	93	139.463	33.285	1.860.936	0	0	0	0	201.910	0	0	0
	60%	40%	242.887	108.669	18.644	99	138.974	27.148	1.858.223	0	0	0	0	204.805	0	0	0
	70%	30%	268.413	109.252	17.877	127	130.764	0	1.867.710	0	0	0	0	205.306	0	0	0
	80%	20%	270.017	108.978	17.418	128	124.508	0	1.879.561	0	0	0	0	198.841	0	0	0
	90%	10%	271.484	108.805	17.173	128	121.369	0	1.884.228	0	0	0	0	196.263	0	0	0
	100%	0%	282.104	108.320	16.038	128	111.463	0	1.886.597	0	0	0	0	194.800	0	0	0
Estampillado por Energía	0%	100%	189.460	95.401	22.224	73	166.334	76.188	1.501.488	0	0	0	0	191.858	0	0	356.425
	10%	90%	194.848	94.668	23.213	84	165.464	71.191	1.487.595	0	0	0	0	188.686	0	0	373.700
	20%	80%	194.848	94.668	23.213	84	165.464	71.191	1.487.595	0	0	0	0	188.686	0	0	373.700
	30%	70%	194.712	94.550	23.288	84	165.706	71.193	1.489.287	0	0	0	0	188.896	0	0	371.735
	40%	60%	194.712	94.550	23.288	84	165.706	71.193	1.489.287	0	0	0	0	188.896	0	0	371.735
	50%	50%	193.516	94.230	23.484	80	165.072	73.298	1.489.923	0	0	0	0	189.146	0	0	370.701
	60%	40%	192.749	94.069	23.589	77	164.821	74.587	1.490.498	0	11	0	0	189.490	0	0	369.560
	70%	30%	200.958	92.300	23.612	88	163.692	68.819	1.497.277	0	76	0	0	189.929	0	0	362.700
	80%	20%	204.633	89.582	24.333	88	160.840	68.819	1.505.042	0	3	0	0	189.090	0	0	357.022
	90%	10%	204.633	89.582	24.333	88	160.840	68.819	1.505.042	0	3	0	0	189.090	0	0	357.022
	100%	0%	204.633	89.582	24.333	88	160.840	68.819	1.505.042	0	3	0	0	189.090	0	0	357.022

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	189.460	95.401	22.224	73	166.334	76.188	1.501.488	0	0	0	0	191.858	0	0	356.425
	10%	90%	194.572	94.806	23.158	84	165.433	71.279	1.486.815	0	0	0	0	188.789	0	0	374.513
	20%	80%	194.848	94.668	23.213	84	165.464	71.191	1.487.595	0	0	0	0	188.686	0	0	373.700
	30%	70%	194.712	94.550	23.288	84	165.706	71.193	1.489.287	0	0	0	0	188.896	0	0	371.735
	40%	60%	198.716	92.922	23.467	88	163.768	68.819	1.495.812	0	0	0	0	190.181	0	0	365.677
	50%	50%	198.980	92.618	23.531	88	163.407	68.819	1.497.270	0	0	0	0	190.551	0	0	364.186
	60%	40%	199.555	91.197	23.844	88	161.698	68.819	1.504.829	0	0	0	0	192.304	0	0	357.117
	70%	30%	196.349	90.297	24.101	88	160.857	68.819	1.511.714	0	58	0	0	190.606	0	0	356.561
	80%	20%	196.453	89.935	24.191	88	160.511	68.819	1.512.201	0	72	0	0	189.458	0	0	357.721
	90%	10%	197.644	89.773	24.127	89	160.307	67.610	1.513.136	0	72	0	0	189.808	0	0	356.884
	100%	0%	200.373	89.397	23.974	92	159.831	64.856	1.515.406	0	73	0	0	190.630	0	0	354.819

Tabla 0.15. Emisiones de CO2 [tCO2].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)				Barra 2 (SIC)				Total		Total
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Barra 1	Barra 2	
Estampillado por Potencia	0%	100%	179.987	41.977	9.779	57	1.426.413	0	0	0	231.799	1.426.413	1.658.212
	10%	90%	190.119	35.872	9.956	44	1.555.784	0	0	0	235.991	1.555.784	1.791.775
	20%	80%	201.706	37.545	9.385	57	1.582.710	0	0	0	248.693	1.582.710	1.831.404
	30%	70%	206.952	40.861	8.987	63	1.647.574	0	0	0	256.863	1.647.574	1.904.438
	40%	60%	216.457	47.406	8.244	57	1.754.678	0	0	0	272.163	1.754.678	2.026.841
	50%	50%	224.625	47.760	8.258	73	1.767.889	0	0	0	280.716	1.767.889	2.048.606
	60%	40%	230.743	47.814	8.203	77	1.765.312	0	0	0	286.838	1.765.312	2.052.150
	70%	30%	254.992	48.071	7.866	99	1.774.325	0	0	0	311.028	1.774.325	2.085.353
	80%	20%	256.516	47.950	7.664	99	1.785.583	0	0	0	312.230	1.785.583	2.097.813
	90%	10%	257.910	47.874	7.556	99	1.790.017	0	0	0	313.439	1.790.017	2.103.456
100%	0%	267.998	47.661	7.057	99	1.792.267	0	0	0	322.816	1.792.267	2.115.083	
Estampillado por Energía	0%	100%	179.987	41.977	9.779	57	1.426.413	0	0	0	231.799	1.426.413	1.658.212
	10%	90%	185.106	41.654	10.214	66	1.413.216	0	0	0	237.039	1.413.216	1.650.255
	20%	80%	185.106	41.654	10.214	66	1.413.216	0	0	0	237.039	1.413.216	1.650.255
	30%	70%	184.977	41.602	10.247	66	1.414.823	0	0	0	236.891	1.414.823	1.651.713
	40%	60%	184.977	41.602	10.247	66	1.414.823	0	0	0	236.891	1.414.823	1.651.713
	50%	50%	183.841	41.461	10.333	62	1.415.426	0	0	0	235.697	1.415.426	1.651.123
	60%	40%	183.111	41.390	10.379	60	1.415.973	0	5	0	234.941	1.415.978	1.650.918
	70%	30%	190.910	40.612	10.389	69	1.422.413	0	34	0	241.980	1.422.446	1.664.426
	80%	20%	194.401	39.416	10.706	68	1.429.790	0	1	0	244.592	1.429.791	1.674.383
	90%	10%	194.401	39.416	10.706	68	1.429.790	0	1	0	244.592	1.429.791	1.674.383
100%	0%	194.401	39.416	10.706	68	1.429.790	0	1	0	244.592	1.429.791	1.674.383	

	% Gen	% Dem	Carbón	Barra 1 (SING)			Carbón	Barra 2 (SIC)			Barra 1	Total	
				GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel		GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel		Barra 2	Total
Esquema con Localización	0%	100%	179.987	41.977	9.779	57	1.426.413	0	0	0	231.799	1.426.413	1.658.212
	10%	90%	184.843	41.714	10.190	66	1.412.475	0	0	0	236.813	1.412.475	1.649.288
	20%	80%	185.106	41.654	10.214	66	1.413.216	0	0	0	237.039	1.413.216	1.650.255
	30%	70%	184.977	41.602	10.247	66	1.414.823	0	0	0	236.891	1.414.823	1.651.713
	40%	60%	188.780	40.886	10.325	69	1.421.021	0	0	0	240.060	1.421.021	1.661.081
	50%	50%	189.031	40.752	10.354	69	1.422.406	0	0	0	240.205	1.422.406	1.662.611
	60%	40%	189.577	40.127	10.491	68	1.429.588	0	0	0	240.263	1.429.588	1.669.851
	70%	30%	186.532	39.731	10.605	68	1.436.128	0	26	0	236.936	1.436.153	1.673.089
	80%	20%	186.630	39.571	10.644	68	1.436.591	0	32	0	236.914	1.436.623	1.673.537
	90%	10%	187.762	39.500	10.616	69	1.437.479	0	32	0	237.947	1.437.511	1.675.458
	100%	0%	190.354	39.335	10.549	71	1.439.636	0	32	0	240.309	1.439.668	1.679.977

Tabla 0.16. Costo unitario de Transmisión [US\$/MW].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587
	20%	80%	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206
	30%	70%	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892	1.892
	40%	60%	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730	2.730
	50%	50%	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458	3.458
	60%	40%	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163
	70%	30%	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966	4.966
	80%	20%	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704	5.704
	90%	10%	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438	6.438
100%	0%	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	7.226	
Estampillado por Energía	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	816	486	82	3	263	277	913	0	0	0	0	499	0	0	296
	20%	80%	1.644	978	165	6	530	559	1.838	0	0	0	0	1.005	0	0	596
	30%	70%	2.476	1.474	248	10	798	841	2.769	0	0	0	0	1.513	0	0	898
	40%	60%	3.302	1.966	331	13	1.064	1.122	3.693	0	0	0	0	2.018	0	0	1.197
	50%	50%	4.080	2.436	412	16	1.315	1.387	4.564	0	0	0	0	2.494	0	0	1.480
	60%	40%	4.890	2.925	496	19	1.577	1.663	5.471	0	61	0	0	2.990	0	0	1.774
	70%	30%	5.722	3.408	585	22	1.840	1.941	6.388	0	165	0	0	3.490	0	0	2.071
	80%	20%	6.590	3.934	686	26	2.117	2.233	7.350	0	26	0	0	4.015	0	0	2.382
	90%	10%	7.406	4.422	771	29	2.379	2.509	8.260	0	186	0	0	4.512	0	0	2.677
100%	0%	8.220	4.908	855	32	2.641	2.785	9.168	0	346	0	0	5.008	0	0	2.971	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	1.009	600	101	4	325	343	857	0	0	0	0	469	0	0	278
	20%	80%	2.037	1.212	204	8	656	692	1.725	0	0	0	0	943	0	0	559
	30%	70%	3.077	1.831	309	12	991	1.046	2.605	0	0	0	0	1.423	0	0	844
	40%	60%	4.038	2.407	410	16	1.300	1.371	3.467	0	0	0	0	1.894	0	0	1.124
	50%	50%	5.003	2.989	512	20	1.611	1.699	4.354	0	21	0	0	2.379	0	0	1.412
	60%	40%	5.853	3.521	613	23	1.886	1.989	5.263	0	54	0	0	2.876	0	0	1.706
	70%	30%	6.737	4.054	716	26	2.172	2.290	6.148	0	64	0	0	3.360	0	0	1.993
	80%	20%	7.640	4.595	817	30	2.463	2.597	7.011	0	74	0	0	3.832	0	0	2.273
	90%	10%	8.553	5.140	913	33	2.756	2.906	7.859	0	81	0	0	4.295	0	0	2.548
	100%	0%	9.431	5.657	1.005	37	3.036	3.202	8.717	0	87	0	0	4.763	0	0	2.826

Tabla 0.17. Pago Operación - Generación [US\$].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)									
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica	
Estampillado por Potencia	0%	100%	187.565.591	179.278.464	56.384.785	412.344	0	0	1.436.022.747	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	198.124.189	153.205.193	57.407.017	320.479	0	0	1.566.265.076	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	20%	80%	210.198.711	160.350.707	54.117.270	417.743	0	0	1.593.372.566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30%	70%	215.666.163	174.514.088	51.821.125	457.130	0	0	1.658.673.858	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	40%	60%	225.571.139	202.465.618	47.535.232	412.224	0	0	1.766.498.820	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	50%	50%	234.083.262	203.980.487	47.617.531	527.749	0	0	1.779.799.169	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	60%	40%	240.458.341	204.210.898	47.302.106	563.850	0	0	1.777.204.553	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	70%	30%	265.728.438	205.305.694	45.356.684	723.612	0	0	1.786.278.197	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	80%	20%	267.317.148	204.791.809	44.189.970	723.694	0	0	1.797.612.002	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	90%	10%	268.768.866	204.467.042	43.568.759	723.735	0	0	1.802.075.771	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100%	0%	279.282.620	203.555.377	40.691.177	723.864	0	0	1.804.341.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estampillado por Energía	0%	100%	187.565.591	179.278.464	56.384.785	412.344	0	0	1.436.022.747	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	192.899.780	177.900.077	58.894.838	478.450	0	0	1.422.736.229	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	20%	80%	192.899.780	177.900.077	58.894.838	478.450	0	0	1.422.736.229	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30%	70%	192.764.988	177.678.153	59.082.968	477.438	0	0	1.424.354.052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	40%	60%	192.764.988	177.678.153	59.082.968	477.438	0	0	1.424.354.052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	50%	50%	191.581.171	177.076.425	59.581.060	452.725	0	0	1.424.961.923	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	60%	40%	190.821.068	176.773.603	59.847.574	437.350	0	0	1.425.512.072	0	29.731	0	0	0	0	0	0	0
	70%	30%	198.947.992	173.450.389	59.906.133	500.225	0	0	1.431.995.301	0	201.120	0	0	0	0	0	0	0
	80%	20%	202.586.415	168.341.643	61.734.535	497.417	0	0	1.439.421.936	0	6.743	0	0	0	0	0	0	0
	90%	10%	202.586.415	168.341.643	61.734.535	497.417	0	0	1.439.421.936	0	6.743	0	0	0	0	0	0	0
100%	0%	202.586.415	168.341.643	61.734.535	497.417	0	0	1.439.421.936	0	6.743	0	0	0	0	0	0	0	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)									
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica	
Esquema con Localización	0%	100%	187.565.591	179.278.464	56.384.785	412.344	0	0	1.436.022.747	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	192.625.868	178.158.790	58.754.949	477.838	0	0	1.421.990.298	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	20%	80%	192.899.780	177.900.077	58.894.838	478.450	0	0	1.422.736.229	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30%	70%	192.764.988	177.678.153	59.082.968	477.438	0	0	1.424.354.052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	40%	60%	196.729.058	174.618.751	59.537.417	501.717	0	0	1.430.594.202	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	50%	50%	196.989.807	174.048.241	59.700.337	500.974	0	0	1.431.988.654	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	60%	40%	197.558.956	171.377.146	60.494.857	497.454	0	0	1.439.218.775	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	70%	30%	194.385.806	169.686.393	61.147.792	497.186	0	0	1.445.802.795	0	154.000	0	0	0	0	0	0	0
	80%	20%	194.488.211	169.006.021	61.375.760	497.772	0	0	1.446.269.377	0	190.966	0	0	0	0	0	0	0
	90%	10%	195.667.253	168.702.036	61.211.985	504.466	0	0	1.447.163.408	0	191.125	0	0	0	0	0	0	0
100%	0%	198.369.015	167.994.515	60.824.662	519.629	0	0	1.449.334.693	0	191.495	0	0	0	0	0	0	0	

Tabla o.18. Pago Inversión - Generación [US\$].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	230.915.341	76.570.774	69.735.756	5.330.805	266.720.099	163.547.226	1.632.599.304	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	243.662.989	70.812.789	67.921.482	4.143.177	256.291.701	168.414.908	1.777.993.903	0	0	0	0	440.787.939	0	0	452.645.654
	20%	80%	255.389.049	74.002.992	63.948.704	5.400.605	249.264.890	146.301.111	1.807.617.163	0	0	0	0	455.512.360	0	0	382.489.319
	30%	70%	257.855.687	80.196.206	61.610.675	5.909.809	241.528.894	120.122.541	1.880.185.306	0	0	0	0	458.285.716	0	0	252.419.578
	40%	60%	262.590.821	93.752.379	56.571.173	5.329.262	228.961.748	113.603.888	1.999.118.060	0	0	0	0	459.191.393	0	0	0
	50%	50%	271.509.728	93.373.538	56.651.181	6.822.773	223.632.632	71.451.512	2.014.395.983	0	0	0	0	458.274.782	0	0	0
	60%	40%	278.606.845	93.225.679	56.045.250	7.289.493	222.847.997	58.276.364	2.011.424.459	0	0	0	0	464.847.093	0	0	0
	70%	30%	305.765.804	93.881.397	53.871.048	9.354.906	209.683.563	0	2.021.603.546	0	0	0	0	465.983.906	0	0	0
	80%	20%	306.685.514	94.788.432	53.045.489	9.355.960	199.651.432	0	2.034.467.331	0	0	0	0	451.308.864	0	0	0
	90%	10%	307.844.493	95.222.648	52.468.796	9.356.489	194.618.494	0	2.039.595.036	0	0	0	0	445.459.163	0	0	0
100%	0%	318.290.339	96.762.832	48.902.108	9.358.157	178.733.208	0	2.042.195.429	0	0	0	0	442.137.846	0	0	0	
Estampillado por Energía	0%	100%	230.915.341	76.570.774	69.735.756	5.330.805	266.720.099	163.547.226	1.632.599.304	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	236.880.009	74.678.098	71.209.694	6.185.430	265.324.997	152.820.722	1.617.514.544	0	0	0	0	428.260.288	0	0	751.941.837
	20%	80%	236.880.009	74.678.098	71.209.694	6.185.430	265.324.997	152.820.722	1.617.514.544	0	0	0	0	428.260.288	0	0	751.941.837
	30%	70%	236.743.770	74.557.798	71.295.083	6.172.351	265.712.927	152.825.085	1.619.336.475	0	0	0	0	428.738.146	0	0	747.986.359
	40%	60%	236.743.770	74.557.798	71.295.083	6.172.351	265.712.927	152.825.085	1.619.336.475	0	0	0	0	428.738.146	0	0	747.986.359
	50%	50%	235.377.062	74.106.885	71.468.973	5.852.856	264.696.334	157.345.192	1.620.017.021	0	0	0	0	429.305.261	0	0	745.907.545
	60%	40%	234.506.045	73.855.342	71.502.248	5.654.089	264.294.958	160.110.276	1.620.634.510	0	58.974	0	0	430.084.755	0	0	743.611.417
	70%	30%	243.836.789	72.598.190	70.770.992	6.466.947	262.483.993	147.728.893	1.627.581.092	0	398.937	0	0	431.081.261	0	0	729.807.383
	80%	20%	248.039.887	70.211.152	71.578.714	6.430.644	257.910.347	147.728.893	1.635.721.337	0	12.539	0	0	429.177.825	0	0	718.383.467
	90%	10%	248.039.887	70.211.152	71.578.714	6.430.644	257.910.347	147.728.893	1.635.721.337	0	12.539	0	0	429.177.825	0	0	718.383.467
100%	0%	248.039.887	70.211.152	71.578.714	6.430.644	257.910.347	147.728.893	1.635.721.337	0	12.539	0	0	429.177.825	0	0	718.383.467	

	Barra 1 (SING)								Barra 2 (SIC)								
	% Gen	% Dem	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	230.915.341	76.570.774	69.735.756	5.330.805	266.720.099	163.547.226	1.632.599.304	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	236.564.162	74.786.514	71.130.708	6.177.525	265.275.228	153.011.076	1.616.698.809	0	0	0	0	428.495.522	0	0	753.577.535
	20%	80%	236.880.009	74.678.098	71.209.694	6.185.430	265.324.997	152.820.722	1.617.514.544	0	0	0	0	428.260.288	0	0	751.941.837
	30%	70%	236.743.770	74.557.798	71.295.083	6.172.351	265.712.927	152.825.085	1.619.336.475	0	0	0	0	428.738.146	0	0	747.986.359
	40%	60%	241.307.625	73.078.656	70.898.665	6.486.224	262.605.588	147.728.893	1.626.206.919	0	0	0	0	431.654.629	0	0	735.798.338
	50%	50%	241.614.064	72.763.121	70.857.298	6.476.625	262.027.483	147.728.893	1.627.763.933	0	0	0	0	432.493.652	0	0	732.798.145
	60%	40%	242.312.943	71.267.150	70.661.173	6.431.113	259.286.650	147.728.893	1.635.899.800	0	0	0	0	436.471.508	0	0	718.574.045
	70%	30%	238.777.526	70.441.335	69.629.622	6.427.650	257.938.436	147.728.893	1.643.592.303	0	1.527.356	0	0	432.618.367	0	0	717.454.357
	80%	20%	238.913.104	70.201.852	69.512.185	6.435.225	257.383.749	147.728.893	1.644.114.439	0	1.893.985	0	0	430.013.985	0	0	719.788.810
	90%	10%	240.268.703	70.101.385	69.361.988	6.521.767	257.056.070	145.133.386	1.645.095.844	0	1.926.871	0	0	430.806.689	0	0	718.105.715
100%	0%	243.359.961	69.873.735	69.006.326	6.717.797	256.291.975	139.223.074	1.647.497.694	0	2.001.848	0	0	432.673.017	0	0	713.949.721	

Tabla 0.19. Pago Transmisión - Generación [US\$].

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)					Barra 2 (SIC)									
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	459.992	346.296	507.785	33.161	1.138.453	529.895	3.356.533	0	0	0	0	729.424	0	0	1.424.190
	20%	80%	990.173	743.246	981.865	88.772	2.273.996	945.377	7.008.338	0	0	0	0	1.548.097	0	0	2.471.591
	30%	70%	1.568.137	1.263.385	1.483.799	152.373	3.456.180	1.217.533	11.434.259	0	0	0	0	2.443.054	0	0	2.558.463
	40%	60%	2.304.224	2.131.092	1.965.857	198.262	4.727.462	1.661.449	17.542.183	0	0	0	0	3.532.062	0	0	0
	50%	50%	3.018.124	2.688.748	2.493.861	321.543	5.849.338	1.323.768	22.392.188	0	0	0	0	4.465.469	0	0	0
	60%	40%	3.728.558	3.231.910	2.970.295	413.593	7.017.424	1.299.841	26.918.622	0	0	0	0	5.453.165	0	0	0
	70%	30%	4.880.907	3.882.092	3.405.482	633.108	7.875.822	0	32.270.640	0	0	0	0	6.520.365	0	0	0
	80%	20%	5.623.948	4.502.752	3.852.193	727.383	8.614.703	0	37.307.721	0	0	0	0	7.254.563	0	0	0
	90%	10%	6.371.229	5.105.129	4.300.357	820.978	9.477.545	0	42.211.985	0	0	0	0	8.081.447	0	0	0
100%	0%	7.394.241	5.823.088	4.498.931	921.695	9.770.016	0	47.442.486	0	0	0	0	9.003.622	0	0	0	
Estampillado por Energía	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	10%	90%	621.669	302.041	74.063	269	527.918	227.136	4.746.219	0	0	0	0	602.008	0	0	1.192.302
	20%	80%	1.251.952	608.267	149.153	542	1.063.149	457.420	9.558.196	0	0	0	0	1.212.357	0	0	2.401.124
	30%	70%	1.884.268	914.978	225.359	814	1.603.568	688.947	14.412.125	0	0	0	0	1.827.988	0	0	3.597.349
	40%	60%	2.513.263	1.220.411	300.587	1.086	2.138.861	918.927	19.223.094	0	0	0	0	2.438.195	0	0	4.798.194
	50%	50%	3.086.939	1.503.136	374.612	1.272	2.633.197	1.169.245	23.766.990	0	0	0	0	3.017.228	0	0	5.913.365
	60%	40%	3.686.117	1.798.852	451.185	1.474	3.152.031	1.426.387	28.504.237	0	46	0	0	3.623.783	0	0	7.067.437
	70%	30%	4.485.061	2.060.449	527.158	1.967	3.654.001	1.536.200	33.422.669	0	839	0	0	4.239.664	0	0	8.096.333
	80%	20%	5.254.586	2.300.297	624.794	2.251	4.130.114	1.767.158	38.647.073	0	4	0	0	4.855.535	0	0	9.167.774
	90%	10%	5.905.446	2.585.219	702.193	2.529	4.641.672	1.986.039	43.433.929	0	30	0	0	5.456.944	0	0	10.303.299
100%	0%	6.554.819	2.869.486	779.399	2.807	5.152.073	2.204.424	48.209.944	0	55	0	0	6.056.993	0	0	11.436.256	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)					Barra 2 (SIC)									
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10%	90%	767.318	373.878	91.328	332	652.406	281.100	4.455.945	0	0	0	0	565.797	0	0	1.122.406
	20%	80%	1.551.124	753.621	184.795	671	1.317.204	566.727	8.968.632	0	0	0	0	1.137.577	0	0	2.253.019
	30%	70%	2.341.553	1.137.030	280.050	1.012	1.992.731	856.145	13.558.428	0	0	0	0	1.719.707	0	0	3.384.261
	40%	60%	3.132.774	1.464.685	369.714	1.394	2.581.884	1.084.962	18.123.681	0	0	0	0	2.304.302	0	0	4.430.672
	50%	50%	3.886.311	1.811.330	462.119	1.725	3.193.583	1.344.972	22.783.854	0	0	0	0	2.899.816	0	0	5.542.208
	60%	40%	4.559.486	2.089.537	551.175	2.005	3.699.513	1.574.514	27.675.814	0	0	0	0	3.537.263	0	0	6.568.872
	70%	30%	5.171.678	2.378.355	634.803	2.307	4.236.850	1.812.629	32.483.660	0	1.253	0	0	4.095.735	0	0	7.661.767
	80%	20%	5.867.840	2.686.266	722.566	2.620	4.794.311	2.055.545	37.058.282	0	1.773	0	0	4.642.904	0	0	8.766.374
	90%	10%	6.606.000	3.000.567	806.408	2.971	5.358.073	2.259.772	41.562.611	0	1.989	0	0	5.213.612	0	0	9.802.852
100%	0%	7.378.373	3.291.884	882.797	3.371	5.885.488	2.388.225	46.168.945	0	2.210	0	0	5.807.807	0	0	10.810.050	

Tabla o.20. Pago Total (Operación + Inversión + Transmisión) – Generación.

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	418.480.931	255.849.237	126.120.540	5.743.148	266.720.099	163.547.226	3.068.622.051	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	442.247.170	224.364.278	125.836.284	4.496.817	257.430.154	168.944.803	3.347.615.513	0	0	0	0	441.517.363	0	0	454.069.844
	20%	80%	466.577.933	235.096.945	119.047.840	5.907.120	251.538.885	147.246.488	3.407.998.068	0	0	0	0	457.060.457	0	0	384.960.910
	30%	70%	475.089.987	255.973.680	114.915.599	6.519.312	244.985.074	121.340.074	3.550.293.423	0	0	0	0	460.728.770	0	0	254.978.042
	40%	60%	490.466.184	298.349.088	106.072.262	5.939.748	233.689.210	115.265.337	3.783.159.063	0	0	0	0	462.723.455	0	0	0
	50%	50%	508.611.114	300.042.773	106.762.573	7.672.065	229.481.970	72.775.280	3.816.587.340	0	0	0	0	462.740.251	0	0	0
	60%	40%	522.793.744	300.668.487	106.317.651	8.266.936	229.865.421	59.576.205	3.815.547.633	0	0	0	0	470.300.258	0	0	0
	70%	30%	576.375.149	303.069.182	102.633.215	10.711.626	217.559.385	0	3.840.152.383	0	0	0	0	472.504.271	0	0	0
	80%	20%	579.626.610	304.082.993	101.087.653	10.807.037	208.266.135	0	3.869.387.054	0	0	0	0	458.563.427	0	0	0
	90%	10%	582.984.588	304.794.819	100.337.912	10.901.202	204.096.039	0	3.883.882.793	0	0	0	0	453.540.610	0	0	0
100%	0%	604.967.200	306.141.297	94.092.216	11.003.717	188.503.224	0	3.893.979.572	0	0	0	0	451.141.468	0	0	0	
Estampillado por Energía	0%	100%	418.480.931	255.849.237	126.120.540	5.743.148	266.720.099	163.547.226	3.068.622.051	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	430.401.459	252.880.216	130.178.596	6.664.149	265.852.914	153.047.858	3.044.996.993	0	0	0	0	428.862.296	0	0	753.134.140
	20%	80%	431.031.741	253.186.442	130.253.685	6.664.422	266.388.146	153.278.141	3.049.808.969	0	0	0	0	429.472.645	0	0	754.342.961
	30%	70%	431.393.026	253.150.929	130.603.410	6.650.604	267.316.494	153.514.032	3.058.102.652	0	0	0	0	430.566.133	0	0	751.583.707
	40%	60%	432.022.021	253.456.361	130.678.637	6.650.875	267.851.788	153.744.012	3.062.913.622	0	0	0	0	431.176.341	0	0	752.784.553
	50%	50%	430.045.172	252.686.445	131.424.644	6.306.853	267.329.531	158.514.437	3.068.745.934	0	0	0	0	432.322.489	0	0	751.820.910
	60%	40%	429.013.230	252.427.796	131.801.006	6.092.913	267.446.989	161.536.663	3.074.650.819	0	88.751	0	0	433.708.538	0	0	750.678.854
	70%	30%	447.269.842	248.109.027	131.204.282	6.969.140	266.137.994	149.265.093	3.092.999.062	0	600.896	0	0	435.320.926	0	0	737.903.715
	80%	20%	455.880.887	240.853.092	133.938.042	6.930.312	262.040.462	149.496.051	3.113.790.346	0	19.287	0	0	434.033.360	0	0	727.551.241
	90%	10%	456.531.747	241.138.014	134.015.442	6.930.591	262.552.020	149.714.932	3.118.577.201	0	19.312	0	0	434.634.769	0	0	728.686.766
100%	0%	457.181.120	241.422.281	134.092.647	6.930.869	263.062.421	149.933.318	3.123.353.216	0	19.338	0	0	435.234.818	0	0	729.819.723	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	418.480.931	255.849.237	126.120.540	5.743.148	266.720.099	163.547.226	3.068.622.051	0	0	0	0	435.460.304	0	0	717.180.298
	10%	90%	429.957.348	253.319.183	129.976.985	6.655.695	265.927.634	153.292.175	3.043.145.052	0	0	0	0	429.061.319	0	0	754.699.941
	20%	80%	431.330.913	253.331.796	130.289.327	6.664.551	266.642.201	153.387.448	3.049.219.406	0	0	0	0	429.397.865	0	0	754.194.856
	30%	70%	431.850.311	253.372.981	130.658.101	6.650.801	267.705.658	153.681.230	3.057.248.956	0	0	0	0	430.457.853	0	0	751.370.620
	40%	60%	441.169.456	249.162.092	130.805.796	6.989.334	265.187.472	148.813.856	3.074.924.802	0	0	0	0	433.958.931	0	0	740.229.010
	50%	50%	442.490.182	248.622.691	131.019.753	6.979.324	265.221.066	149.073.865	3.082.536.441	0	0	0	0	435.393.468	0	0	738.340.353
	60%	40%	444.431.386	244.733.833	131.707.205	6.930.573	262.986.163	149.303.407	3.102.794.389	0	0	0	0	440.008.771	0	0	725.142.917
	70%	30%	438.335.010	242.506.083	131.412.217	6.927.143	262.175.286	149.541.522	3.121.878.758	0	1.682.609	0	0	436.714.102	0	0	725.116.125
	80%	20%	439.269.155	241.894.139	131.610.511	6.935.616	262.178.061	149.784.439	3.127.442.099	0	2.086.724	0	0	434.656.889	0	0	728.555.184
	90%	10%	442.541.957	241.803.988	131.380.381	7.029.204	262.414.143	147.393.158	3.133.821.863	0	2.119.985	0	0	436.020.301	0	0	727.908.566
100%	0%	449.107.350	241.160.134	130.713.785	7.240.798	262.177.463	141.611.299	3.143.001.331	0	2.195.553	0	0	438.480.824	0	0	724.759.772	

Tabla 0.21. Porcentaje de participación en el pago de la transmisión.

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Estampillado por Potencia	0%	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	10%	90%	5,40%	4,06%	5,96%	0,39%	13,35%	6,22%	39,37%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	8,56%	0,00%	0,00%	16,70%
	20%	80%	5,81%	4,36%	5,76%	0,52%	13,34%	5,54%	41,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	9,08%	0,00%	0,00%	14,49%
	30%	70%	6,13%	4,94%	5,80%	0,60%	13,51%	4,76%	44,70%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	9,55%	0,00%	0,00%	10,00%
	40%	60%	6,76%	6,26%	5,77%	0,58%	13,88%	4,88%	51,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,37%	0,00%	0,00%	0,00%
	50%	50%	7,09%	6,32%	5,86%	0,76%	13,75%	3,11%	52,62%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,49%	0,00%	0,00%	0,00%
	60%	40%	7,31%	6,33%	5,82%	0,81%	13,75%	2,55%	52,75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,69%	0,00%	0,00%	0,00%
	70%	30%	8,21%	6,53%	5,73%	1,06%	13,24%	0,00%	54,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,96%	0,00%	0,00%	0,00%
	80%	20%	8,28%	6,63%	5,67%	1,07%	12,69%	0,00%	54,96%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,69%	0,00%	0,00%	0,00%
	90%	10%	8,34%	6,68%	5,63%	1,08%	12,41%	0,00%	55,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,58%	0,00%	0,00%	0,00%
100%	0%	8,71%	6,86%	5,30%	1,09%	11,51%	0,00%	55,91%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,61%	0,00%	0,00%	0,00%	
Estampillado por Energía	0%	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	10%	90%	7,50%	3,64%	0,89%	0,00%	6,37%	2,74%	57,23%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,26%	0,00%	0,00%	14,38%
	20%	80%	7,50%	3,64%	0,89%	0,00%	6,37%	2,74%	57,23%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,26%	0,00%	0,00%	14,38%
	30%	70%	7,49%	3,64%	0,90%	0,00%	6,37%	2,74%	57,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,27%	0,00%	0,00%	14,30%
	40%	60%	7,49%	3,64%	0,90%	0,00%	6,37%	2,74%	57,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,27%	0,00%	0,00%	14,30%
	50%	50%	7,44%	3,62%	0,90%	0,00%	6,35%	2,82%	57,32%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,28%	0,00%	0,00%	14,26%
	60%	40%	7,42%	3,62%	0,91%	0,00%	6,34%	2,87%	57,34%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,29%	0,00%	0,00%	14,22%
	70%	30%	7,73%	3,55%	0,91%	0,00%	6,30%	2,65%	57,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,31%	0,00%	0,00%	13,95%
	80%	20%	7,87%	3,45%	0,94%	0,00%	6,19%	2,65%	57,90%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,27%	0,00%	0,00%	13,73%
	90%	10%	7,87%	3,45%	0,94%	0,00%	6,19%	2,65%	57,90%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,27%	0,00%	0,00%	13,73%
100%	0%	7,87%	3,45%	0,94%	0,00%	6,19%	2,65%	57,90%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,27%	0,00%	0,00%	13,73%	

	% Gen	% Dem	Barra 1 (SING)						Barra 2 (SIC)								
			Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Solar	Eólica	Carbón	GNL (CC)	GNL (CA)	Diésel	Biomasa	H. Embalse	H. Pasada	Solar	Eólica
Esquema con Localización	0%	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	10%	90%	9,23%	4,50%	1,10%	0,00%	7,85%	3,38%	53,62%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,81%	0,00%	0,00%	13,51%
	20%	80%	9,27%	4,50%	1,10%	0,00%	7,87%	3,39%	53,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,80%	0,00%	0,00%	13,46%
	30%	70%	9,27%	4,50%	1,11%	0,00%	7,89%	3,39%	53,65%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,81%	0,00%	0,00%	13,39%
	40%	60%	9,35%	4,37%	1,10%	0,00%	7,71%	3,24%	54,11%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,88%	0,00%	0,00%	13,23%
	50%	50%	9,27%	4,32%	1,10%	0,00%	7,62%	3,21%	54,34%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,92%	0,00%	0,00%	13,22%
	60%	40%	9,07%	4,16%	1,10%	0,00%	7,36%	3,13%	55,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,04%	0,00%	0,00%	13,07%
	70%	30%	8,84%	4,07%	1,09%	0,00%	7,25%	3,10%	55,55%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,00%	0,00%	0,00%	13,10%
	80%	20%	8,81%	4,03%	1,08%	0,00%	7,20%	3,09%	55,64%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,97%	0,00%	0,00%	13,16%
	90%	10%	8,85%	4,02%	1,08%	0,00%	7,18%	3,03%	55,70%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,99%	0,00%	0,00%	13,14%
100%	0%	8,93%	3,98%	1,07%	0,00%	7,12%	2,89%	55,88%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,03%	0,00%	0,00%	13,08%	