

2016-09

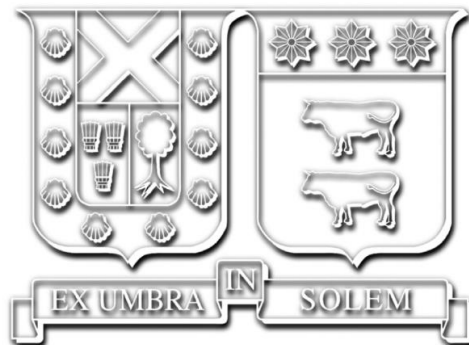
IMPACTO ECONÓMICO DEL IMPUESTO DE CO2 EN EL MERCADO ELÉCTRICO A LARGO PLAZO

SAAVEDRA VÉLIZ, RODRIGO ANDRÉS

<http://hdl.handle.net/11673/21362>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



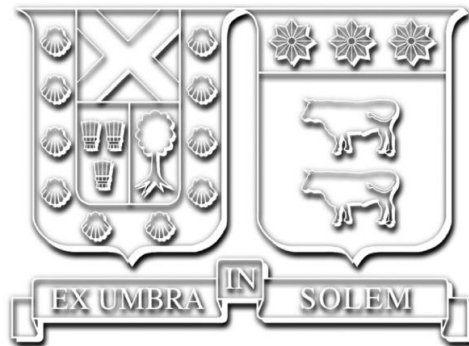
Impacto económico del impuesto de CO₂ en el mercado eléctrico a largo plazo

Rodrigo Saavedra Véliz
2016

Requisito parcial para obtener el título de: Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:	Dr. Esteban Gil Sagas (UTFSM)
Profesor Correferente:	Danilo Zurita (UTFSM)
Correferente:	Francisco Leiva (KAS Ingeniería)

Santiago, Septiembre 2016
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Impacto económico del impuesto de CO₂ en el mercado eléctrico a largo plazo

Rodrigo Saavedra Véliz
2016

AGRADECIMIENTOS

En esta sección me gustaría agradecer el aporte de todos y cada uno de los profesores que me tocaron en las asignaturas que cursé. Cada uno dejó alguna enseñanza y fueron parte importante en mi desarrollo como estudiante. Recalcar a Juan Pablo San Martín, quien me guió de cierta forma al momento de ser su ayudante, también al profesor Antonio Sánchez con quien trabajé un par de semestres y siempre tuvo disposición para dar alguna ayuda y/o consejo. A los profesores Esteban Gil y Danilo Zurita por aceptar guiarme en mi tema de memoria de título y ayudarme en la toma de decisiones. Por supuesto agradecer el apoyo a KAS Ingeniería en mi desarrollo inicial como futuro Ingeniero y la guía para desarrollar mi tema de memoria, destacando a Carlos Mancilla, Francisco Leiva y Samuel Jerardino.

Agradecer a CONICYT, que a través del proyecto FONDECYT 1151270 “Power Systems Capacity Expansion Planning Under Uncertainty” y del proyecto basal FB0008 “Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica”, brindaron apoyo al desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de carrera, a las amistades que formé, con quienes compartí en la rama de tenis y de natación, destacando a dos personas que también me formaron de gran forma: Elizabeth Seoane y Juan Páez. Gracias por el apoyo en las competencias deportivas y las actividades extracurriculares en que compartimos grandes momentos.

Agradecer a mi familia por haberme pagado la carrera y siempre aconsejarme de la mejor manera. Sofía, viejo y vieja, esto es de ustedes. También a M.C.L. por ser apoyo fundamental en gran parte de estos años, a mis amigos Pablo, Matías, Rodrigo, Diego y Sergio. A Patricio Poblete, Nicolás Salinas, Luis Ortiz, Luigi, Manríquez, entre varios más por las horas compartidas de estudio. También a A.L.D. por acompañarme en la parte final y apoyarme con la memoria y próximos desafíos.

Por supuesto no puedo dejar afuera a quienes comparten tiempo conmigo nadando, pedaleando y corriendo buscando el sueño de correr un IM, quienes daban un impulso de otro tipo.

“Life is what happens to you, while your busy making other plans...”

INDICE

AGRADECIMIENTOS	1
INDICE	I
INDICE DE FIGURAS	IV
INDICE DE TABLAS	VI
NOMENCLATURA.....	IX
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
1. INTRODUCCIÓN	3
2. FUNDAMENTO TEÓRICO	5
2.1. DESPACHO HIDROELÉCTRICO COORDINADO DE LARGO PLAZO	5
2.1.1. Modelamiento del problema de despacho hidrotérmico-coordinado.....	6
2.1.2. Resolución mediante programación dinámica dual estocástica	7
2.2. MODELACIÓN DE LAS EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	9
2.3. IMPUESTO DE EMISIONES DE CO ₂ SEGÚN REFORMA TRIBUTARIA	10
2.4. BASES DE LICITACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
2.5. NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN (LEY N° 20.936).....	13
3. METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL ESTUDIO	14
3.1. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO	14
3.1.1. Modelación de la demanda.....	14
3.1.2. Tratamiento del Recurso ERNC	17
3.1.3. Ingresos por venta energía y potencia al mercado spot.....	18
3.1.4. Escenarios de generación utilizados.....	20
4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS.....	24
4.1. ANTECEDENTES GENERALES.....	25
4.1.1. Modelación de la red de transmisión eléctrica	26
4.1.2. Modelación del Sistema en etapas mensuales y bloques horarios.	26
4.1.3. Proyección de demanda del Sistema.....	26
4.1.4. Estadística hidrológica.....	28
4.1.5. Plan de obras de generación y transmisión	29
4.1.6. Precio y disponibilidad de combustibles	29

4.2.	CONSIDERACIONES SOBRE EL CARGO DEL IMPUESTO DE EMISIONES DE CO ₂	31
4.3.	CONSIDERACIONES AL ESTIMAR PRECIOS EN PRÓXIMAS LICITACIONES DE ENERGÍA	32
4.4.	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	34
4.4.1.	Escenario base.....	34
4.4.2.	Escenario 1	39
4.4.3.	Escenario 2	43
4.4.4.	Escenario 3	48
4.5.	ANÁLISIS DE COSTOS.....	54
4.6.	EMISIONES POR HIDROLOGÍA	56
5.	CONCLUSIONES	58
	ANEXOS	64
	ANEXO A: RESUMEN EJECUTIVO	64
	PROBLEMA.....	64
	ESCENARIOS DE EVALUACIÓN.....	64
	RESULTADOS	66
	COSTOS MARGINALES.....	66
	GENERACIÓN.....	66
	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA AL MERCADO SPOT	68
	INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA AL MERCADO SPOT.....	69
	EMISIONES DE CO ₂ , COSTO DE IMPUESTO, INVERSIÓN Y OPERACIÓN.....	69
	PRECIO DE OFERTA EN PRÓXIMAS LICITACIONES DE ENERGÍA	70
	CONCLUSIONES.....	72
	ANEXO B: MODELO INTEGRADO DE OPTIMIZACIÓN	74
	MODELACIÓN BÁSICA: ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	74
	Generadores.....	74
	Cargas	75
	Sistema de transmisión	76
	NOTACIÓN UTILIZADA	78
	FOMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	81
	Restricciones	81
	Función objetivo.....	83
	Problema en extenso para una etapa y escenario hidrológico	87
	ANEXO C: EMISIONES DE CO₂.....	88

ANEXO D: FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO EN LICITACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2016.....	89
ANEXO E: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN	91
Plan de obras de generación corto plazo	91
Plan de obras de generación Escenario 1	93
Plan de obras de generación Escenario 2.....	94
Plan de obras de generación Escenario 3.....	95
ANEXO F: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....	98
ANEXO G: COSTOS DE DESARROLLO POR ESCENARIO.....	103
ANEXO H: COSTOS MARGINALES MENSUALES	104
Escenario 1	104
Escenario 2.....	105
Escenario 3.....	106
ANEXO I: PORCENTAJES DE GENERACIÓN E INGRESOS POR TECNOLOGÍA	107
ANEXO J: PORCENTAJES DE EMISIONES DE CO₂, COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN E IMPUESTO	108
ANEXO K: RESULTADOS FLUJOS DE CAJA	111
Escenario base	112
Escenario 1	113
Escenario 2.....	114
Escenario 3.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	116

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Emisiones específicas de CO ₂ según el tipo de tecnología [9]	9
Figura 2: Ejemplo de asignación de bloques horarios y generación solar	17
Figura 3: Costo nivelado carbón v/s GNL para distintos valores del impuesto de CO ₂	20
Figura 4: Potencia instalada para cada escenario.....	22
Figura 5: Costo promedio anual – Escenario base.....	34
Figura 6: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario base.....	35
Figura 7: Costo promedio anual – Escenario 1.	39
Figura 8: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 1.....	40
Figura 9: Costo promedio anual – Escenario 2.	43
Figura 10: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 2.....	44
Figura 11: Costo promedio anual – Escenario 3.	48
Figura 12: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 3.....	49
Figura 13: Emisiones de CO ₂ por hidrología– Escenarios 1, 2 y 3.	56
Figura 14: Histogramas de emisiones de CO ₂ por hidrología– Escenarios 1, 2 y 3.	56
Figura 15: Emisiones de CO ₂ por Región – Escenario base.	57
Figura 16: Comparación potencia instalada [MW] por tecnología para cada escenario....	65
Figura 17: Comparación promedio costo marginal de los tres escenarios.....	66
Figura 18: Generación por tecnología para cada escenarios de estudio.	67
Figura 19: Ingresos por venta de energía por tecnología para cada escenarios de estudio.	68
Figura 20: Ingresos por venta de potencia por tecnología para cada escenarios de estudio.	69
Figura 21: Función de costo y valor del recurso almacenado.....	84
Figura 22: Niveles de almacenamiento del sistema por etapa	85
Figura 23: Función de costo futuro obtenida con las variables duales de las restricciones de balance.	85
Figura 24: Función de costo futuro representada mediante una función lineal por tramos.	86
Figura 25: Diagrama reducido del SING	100
Figura 26: Diagrama simplificado del SIC Norte.....	101
Figura 27: Diagrama simplificado del SIC Sur.....	102
Figura 28: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 1.....	104

Figura 29: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 1	104
Figura 30: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 2	105
Figura 31: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 2	105
Figura 32: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 3	106
Figura 33: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 3	106
Figura 34: Emisiones de CO ₂ por tecnología para cada escenario de estudio.	109
Figura 35: Costo del impuesto de emisiones de CO ₂ por tecnología para cada escenario de estudio.	109
Figura 36: Costo operacional por tecnología para cada escenario de estudio.....	110

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Factor de emisiones por tecnología	10
Tabla 2: Componente base y variable para energía licitada en cada bloque de suministro.	12
Tabla 3: Proyección, contratado y requerimientos de energía licitada.....	12
Tabla 4: Proyección, contratado y requerimientos de demanda máxima.....	12
Tabla 5: Asignación de horas del día a bloques horarios consecutivos de día hábil.	16
Tabla 6: Duración mensual de los bloques de demanda.....	16
Tabla 7: Factor de suministro de potencia para cada tipo de tecnología.....	19
Tabla 8: Resumen plan de obras de generación.....	21
Tabla 9: Proyección de demanda anual de energía en el SIC (Fuente CNE).....	27
Tabla 10: Proyección de demanda anual de energía en el SING (Fuente CNE)	28
Tabla 11: Proyección de combustibles durante el período del estudio.	30
Tabla 12: Limitaciones de combustible de las centrales GNL, en porcentaje respecto a su generación máxima.....	30
Tabla 13: Impuesto aplicado para cada escenario de simulación.....	31
Tabla 14: Costo de inversión por tecnología.	33
Tabla 15: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario base.....	36
Tabla 16: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO ₂ por tecnología- Escenario base..	37
Tabla 17: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario base.	38
Tabla 18: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 1.	40
Tabla 19: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO ₂ por tecnología- Escenario 1.....	41
Tabla 20: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 1.....	42
Tabla 21: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 2.	45
Tabla 22: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO ₂ por tecnología- Escenario 2.....	46
Tabla 23: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 2.....	47
Tabla 24: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 3.	50
Tabla 25: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO ₂ por tecnología- Escenario 3.....	51
Tabla 26: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 3.....	53
Tabla 27: Costo total de operación para los tres escenarios.....	54
Tabla 28: Costo de operación por unidad de generación para los tres escenarios.....	54

Tabla 29: Resumen generación e ingresos por escenario.	59
Tabla 30: Resumen emisiones y costos por escenario.	60
Tabla 31: Precios ofertados en licitación según estimaciones realizadas.....	61
Tabla 32: Comparación Valores unitarios de inversión expuestos por la CNE y NREL.	63
Tabla 33: Resumen emisiones y costos por escenario.	70
Tabla 34: Precios ofertados en próximas licitaciones de energía.	71
Tabla 35: Emisiones de centrales térmicas SING y SIC sobre 50MW instalados.....	88
Tabla 36: Distribución anual por empresas.	89
Tabla 37: Distribución mensual de cada empresa.....	90
Tabla 38: Distribución por barra de cada empresa.....	90
Tabla 39: Plan de obras de Generación del SING (CDEC-SING).	91
Tabla 40: Plan de obras de Generación del SIC (CDEC-SIC).....	92
Tabla 41: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 1.....	93
Tabla 42: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 2.....	94
Tabla 43: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte A)	95
Tabla 44: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte B)	96
Tabla 45: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte C).....	97
Tabla 46: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SIC (parte A).....	98
Tabla 47: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SIC (parte B).....	99
Tabla 48: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SING (parte A).....	99
Tabla 49: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SING (parte B).....	100
Tabla 50: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario base.	103
Tabla 51: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 1.	103
Tabla 52: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 2.	103
Tabla 53: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 3.	103
Tabla 54: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 1.	107
Tabla 55: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 2.	107
Tabla 56: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 3.	107
Tabla 57: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 1.	108
Tabla 58: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 2.	108
Tabla 59: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 3.	108
Tabla 60: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones- Escenario base (A).....	112
Tabla 61: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones- Escenario base (B).....	112

Tabla 62: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario base.	112
Tabla 63: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 1 (A).	113
Tabla 64: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 1 (B).	113
Tabla 65: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 1.	113
Tabla 66: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 2 (A).	114
Tabla 67: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 2 (B).	114
Tabla 68: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 2.	114
Tabla 69: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 3 (A).	115
Tabla 70: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 3 (B).	115
Tabla 71: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-	
Escenario 3.	115

NOMENCLATURA

CO ₂	:	Dióxido de Carbono.
MP	:	Material Particulado.
NO _x	:	Óxidos de Nitrógeno.
SO ₂	:	Dióxido de Azufre.
CDEC	:	Centro de Despacho Económico de Carga.
SING	:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
SIC	:	Sistema Interconectado Central.
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional.
RT	:	Reforma Tributaria.
ERNC	:	Energías Renovables no Convencionales.
LGSE	:	Ley General de Servicios Eléctricos.
GEI	:	Gases de efecto invernadero.
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia.
MIP	:	Programación entera-mixta.
GNL	:	Gas Natural Licuado.
OCDE	:	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.
ITPN	:	Informe Técnico Precio Nudo de corto Plazo.
CNE	:	Comisión Nacional de Energía.
CI	:	Costo de Inversión.
CO	:	Costo de Operación.
CE	:	Costo de Emisiones de CO ₂ .
CVC	:	Costo Variable Combustible.
CVNC	:	Costo Variable No Combustible.
COMA	:	Costo de Operación y Mantenimiento.
VATT	:	Valor Anual de Transmisión por Tramo.
AVI	:	Anualidad de Valor de Inversión.
IT	:	Ingreso Tarifario.
CU	:	Cargo Único.
PES	:	Puesta en Servicio.
TIR	:	Tasa Interna de Retorno.
VAN	:	Valor Actual Neto.
GEI	:	Gas de Efecto Invernadero.
NREL	:	National Renewable Energy Laboratory.

RESUMEN

Actualmente, las emisiones de contaminantes en la generación de energía eléctrica en Chile no son sancionadas con ningún tipo de gravamen, es por esto la importancia de analizar el comportamiento del mercado eléctrico en el largo plazo con el impuesto de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que afectará a la generación en su totalidad.

En esta memoria de título se realizó un análisis del impacto del impuesto a las emisiones de CO₂ en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para distintos escenarios del valor del impuesto, los que afectan en la definición de planificación sobre la matriz energética a futuro. Se observó el impacto sobre las distintas unidades generadoras existentes pertenecientes al mercado y el efecto que tendrá en futuras licitaciones de energía.

Se consideraron cuatro escenarios de evaluación: un escenario base y tres aplicando el impuesto, donde el base consistió en aplicar los supuestos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Informe Técnico del Precio Nudo de Corto Plazo (ITPN) Abril 2016 [1] hasta el año 2042 sin aplicar impuesto de emisiones; el primero aplicó un impuesto de 5 [USD/ton CO₂]; en el segundo escenario se aumentó el valor del impuesto a 14 [USD/ton CO₂]; en el tercer escenario se evaluó un valor del impuesto de 30 [USD/ton CO₂].

Una vez definidas las variables generales del análisis (demanda, precios de combustibles, disponibilidad del gas, plan de obras de generación y transmisión), se resolvió la operación económica del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y se calculó las emisiones de CO₂, junto con los costos asociados al impuesto, a la inversión y operación, así como los ingresos por venta energía y potencia al mercado spot, para las distintas unidades generadoras consideradas en cada escenario. Finalmente, se estimaron precios de oferta para las próximas licitaciones de energía con un portafolio de generadores existentes en el SEN de acuerdo a los indicadores económicos valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de un flujo de caja a 20 años.

Los resultados obtenidos muestran que un aumento del impuesto de emisiones de CO₂ disminuye la liberación del gas de efecto invernadero, pero aumenta el costo del sistema.

Las simulaciones se realizaron con el software OSE2000, licencia perteneciente a KAS Ingeniería, empresa que facilitó el desarrollo de esta memoria.

ABSTRACT

Currently, emissions of pollutants caused by electricity generation in Chile are not affected with any taxes. It is important to study the long-term behavior of the electricity market, because the tax emissions of carbon dioxide (CO₂) will affect the whole generation.

This thesis's project analyzed the impact of CO₂ in the National Chilean Electric Systems for different scenarios of tax value, particularly the ones that influence in the future matrix energy. It was observed the impact on the several generators belonging to the market and the effect it will have on future energy bids.

Four scenarios were considered: one base case and three applied the tax's emission of CO₂. The first comprises a tax of 5 [USD/ton CO₂] under the assumptions that considers the National Energy Commission in the Nods price Technical Report April 2016, expanding them until 2042; the second scenario the tax value is increased to 14 [USD/ton CO₂]; the third stage evaluates a tax value of 30 [USD/ton CO₂].

Once defined the general variables (demand, fuel prices, availability of gas, generation expansion plan and transmission expansion plan), the economic operation of the electrical system was solved and the CO₂ emissions, operating costs, costs related to tax CO₂ emissions, revenues from sales of energy and power to spot market were calculated for different generators belonging to the generation expansion plan considered in each scenario. Finally, bid prices were estimated at upcoming auctions energy for a portfolio of existing generators in the system according to the results of net present value (NPV) and internal rate of return (IRR) of cash flow to 20 years.

The results obtained showed that a higher value of the emission's tax reduced the generation of the greenhouse gases, but increase the total system's cost.

The simulations of the four scenarios were carried out by means of the software OSE2000. This software is developed by KAS Engineering, company that facilitated the development of this study.

1. INTRODUCCIÓN

Chile es el segundo país de América Latina en implementar gravámenes de tipo ambiental (después de México). La iniciativa nace al alero de la Reforma Tributaria (RT, Ley N°20.780 [2], modificada por la N°20.899) que busca generar ingresos permanentes que permitan al país sustentabilidad fiscal. El principal objetivo de los dos impuestos ambientales (globales y locales) es velar por la salud de la población y ser un aporte al combate del cambio climático, buscando ser un estímulo para que el país empiece a migrar hacia una matriz energética más limpia.

El impuesto al CO₂, que entrará en vigencia en el 2017 y que empezará a ser recaudado en 2018, significará un cobro a las emisiones del gas de efecto invernadero (GEI) producidas por generadores cuyas potencia instalada sea mayor o igual a 50MW. Cada unidad pagará US\$5 por tonelada de CO₂ emitido y no aplicará para fuentes fijas cuya fuente de energía primaria es biomasa, pues, éste tipo de tecnología recicla CO₂.

Actualmente al impuesto de CO₂ no se traspasa a los costos variables en los despachos de energía, por lo que la mayor o menor emisión de CO₂ no influye directamente en la lista de prioridad al realizar un despacho óptimo de carga. El objetivo general de esta memoria de título, es identificar el aumento porcentual de los costos de operación de las diferentes tecnologías que existen en el mercado eléctrico chileno, además del impacto que se generará en las tarifas a clientes regulados al tener precios ofertados por generadores existentes en el SEN.

La CNE es quien guía las licitaciones de energía para los clientes regulados, definidos actualmente como aquellos que consumen bajo 5MW. Es relevante investigar sobre los precios ofertados por las generadoras, en próximas licitaciones energía, luego de incluir el impuesto de CO₂, ya que, la aplicación de éste en el mercado eléctrico generará un impacto directo o indirecto en todas las tecnologías que operen en el SEN.

En este trabajo se realizó un estudio del impacto del impuesto de emisiones de CO₂ en el mercado eléctrico chileno, donde los objetivos específicos fueron:

- Calcular el costo de operación de las diferentes tecnologías de generación con la aplicación del impuesto de CO₂.

- Evaluar el comportamiento de los ingresos por venta energía y potencia de los generadores del mercado eléctrico chileno en el SEN, para distintos niveles de impuesto de CO₂.
- Estimar el precio ofertado por los generadores del mercado eléctrico, en las licitaciones de energía guiadas por la CNE una vez empiece aplicarse el impuesto de CO₂.
- Realizar comparaciones y sensibilidades en los costos de inversión, operación e ingresos por ventas en las diferentes tecnologías de generación, al aumentar el valor del impuesto de CO₂.

Se evaluó el comportamiento de la generación en términos de ingresos y costos al efectuar el cobro del impuesto, sujeto a aumentos de valor del mismo. Por otra parte, con el respaldo de las bases de la reciente licitación de energía (la cual cerró la entrega de ofertas el miércoles 27 de Julio del 2016), se estimó las futuras ofertas que pueden entregar un conjunto de oferentes, bajo distintos escenarios a realizarse en este estudio.

Para cumplir con los objetivos, se consideraron cuatro escenarios de evaluación:

- Escenario Base: considera el plan de obras de generación que expone la CNE en el ITPN de Abril del 2016 y no se aplica el impuesto.
- Escenario 1 : considera el plan de obras de generación que expone la CNE en el ITPN de Abril del 2016 y se aplica el impuesto propuesto por la RT.
- Escenario 2 : considera un aumento del impuesto, de tal forma que la tecnología GNL desplaza al carbón en términos económicos.
- Escenario 3 : valor elevado del impuesto, con el fin que las centrales de energías renovables no convencionales (ERNC) desplacen a las térmicas y se disminuyan notoriamente las emisiones.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

El estado del arte de la problemática a resolver consta de tres temas, los que se explicarán en este capítulo. El primero de ellos está relacionado con la metodología utilizada para plantear y resolver el problema de despacho económico de carga para sistemas hidrotérmicos. El segundo tema está asociado con la modelación de las emisiones de CO₂ para los distintos tipos de tecnologías, considerando todas las centrales que se encuentran en el SEN. Finalmente, el último tema tiene relación con la forma en que se representan las próximas ofertas para las licitaciones de energía eléctrica en los próximos años, luego de empezar a aplicar el impuesto de CO₂ y con variaciones al valor del impuesto que empieza a regir el año 2017.

2.1. Despacho hidroeléctrico coordinado de largo plazo

En un sistema eléctrico de potencia basado únicamente en centrales térmicas, la operación de largo plazo es independiente entre las distintas etapas. Es decir, en cada período se determina la generación de las centrales que alcanzan a satisfacer la demanda requerida, de modo que se minimice el costo total de operación del sistema, el que está dado por el costo de combustible de las plantas y una eventual penalización o costo de falla por racionamiento.

Sin embargo, en sistemas que incluyen generación térmica e hidroeléctrica existe un acoplamiento temporal entre etapas consecutivas, de modo que las decisiones en cada período influyen en los costos de operación futuros. Esto ocurre ya que es posible almacenar una cantidad limitada de agua en embalses, la que puede ser liberada para su uso en centrales hidroeléctricas cuando sea requerida. Además, debido a que los afluentes hídricos futuros son desconocidos y difíciles de predecir, la programación de la operación de un sistema hidrotérmico es estocástica.

La importancia de realizar un despacho económico de carga coordinado entre centrales térmicas e hidroeléctricas queda en evidencia en el siguiente ejemplo: si la energía almacenada en los embalses se usa hoy y posteriormente se presenta una época de sequía, será necesario utilizar energía de centrales térmicas o incluso puede haber racionamiento, aumentando el costo de operación del sistema. Por el contrario, si el agua se almacena indefinidamente y posteriormente se presenta una época de lluvias, los

embalses pueden superar sus cotas máximas, produciéndose vertimientos y pérdida innecesaria de energía.

2.1.1. Modelamiento del problema de despacho hidrotérmico-coordinado

Una de las formulaciones presentadas para el problema de la planificación del despacho hidrotérmico utiliza programación dinámica estocástica [3] y [4], representando el sistema eléctrico como una red de flujos con limitaciones en la potencia transferida por las líneas. En esa red la oferta corresponde a la suma de la generación térmica e hidráulica disponible en cada nodo, y la función objetivo a minimizar es la suma de los costos de operación del sistema en el período completo de planificación.

En un sistema hidrotérmico debe equilibrarse el beneficio obtenido por el uso inmediato del agua embalsada con el beneficio que traerá en etapas posteriores el almacenamiento de recursos hídricos. Para esto se define una función de costos de operación del sistema que puede separarse en dos partes. La primera de ellas es una función de costos inmediatos, determinada por la operación en el presente de las centrales térmicas, y que aumenta en la medida que decrece la cantidad de energía almacenada en los embalses. La segunda parte es una función de costos futuros, que considera la generación térmica y el desabastecimiento futuros, y que disminuye a medida que aumenta el volumen almacenado de agua para las siguientes etapas de operación.

La función de costos futuros tiene un carácter estocástico ya que debe considerarse la incertidumbre hidrológica asociada a los afluentes del sistema que varían geográfica y temporalmente. Además, es necesario simular la operación del sistema en el tiempo para distintos niveles de almacenamiento inicial de los embalses, lo que finalmente lleva a que el cálculo de la función de costos futuros sea realizado en base a probabilidades, usando un gran número de escenarios hidrológicos.

No obstante, la modelación anterior deja de lado algunas limitaciones físicas del sistema de transmisión eléctrica. Si no se representan adecuadamente las líneas de transmisión pueden vulnerarse criterios de operación reales sobre los flujos de potencia, asignándoles valores no factibles. Así, la solución obtenida con el modelo puede ser correcta, pero no aplicable en la realidad.

Para considerar estas condiciones, se incluyeron restricciones asociadas a la ley de voltajes de Kirchhoff [5] y [6], que relacionan linealmente los ángulos de los voltajes en los nodos o barras del sistema con los flujos de potencia activa por las líneas. Estas restricciones surgen dado que en un sistema de transmisión de alto voltaje, el problema de flujos de potencia puede descomponerse en la parte activa y reactiva, y así se modela la red solo en términos de potencia activa. Asumiendo que las variaciones en la tensión de las barras son pequeñas, tanto en magnitud como en fase, puede obtenerse una ecuación lineal que relaciona la diferencia de ángulos de voltaje entre dos barras y el flujo de potencia por la línea que une dichos nodos.

2.1.2. Resolución mediante programación dinámica dual estocástica

Junto con el planteamiento del modelo de planificación de la operación de un sistema hidrotérmico multiembalse, se propuso una metodología que permite resolver el problema reduciendo los recursos computacionales requeridos para este efecto en [3], [7] y [8]. El cálculo de la función de costos futuros implica simular la operación del sistema en etapas futuras para diferentes valores iniciales del almacenamiento de los embalses y determinar los costos de operación en cada caso.

Dado que en la práctica es imposible simular todos los valores posibles para las cotas de los embalses, estos niveles se discretizan. Teniendo esto en cuenta, se resuelve el problema de la operación del sistema para la última etapa, tomando un valor para el almacenamiento inicial de cada embalse y asumiendo que el valor de la función de costo futuro es cero para etapas posteriores. Como debe incorporarse la componente estocástica asociada a los afluentes del sistema, se realiza este cálculo para diferentes escenarios hidrológicos. Finalmente, se toma la media de estos valores para obtener el costo de operación esperado para un nivel determinado de las cotas de los embalses. Para obtener la función de costos futuros para cualquier nivel de almacenamiento inicial en esa etapa, deben interpolarse los datos. Luego, el proceso se repite para la penúltima etapa y anteriores hasta llegar a la etapa inicial, pero minimizando el costo inmediato más el costo futuro esperado.

La solución recién descrita, basada en un esquema de programación dinámica estocástica, produce un aumento exponencial en el requerimiento computacional a medida que crece el número de embalses del sistema, lo que se denomina “maldición de la dimensión” en [7].

Para evitar este inconveniente, [3] y [7] propusieron la metodología denominada programación dinámica dual estocástica para resolver el problema. Esta metodología se basa en el hecho de que la función de costos futuros puede representarse como una función lineal por tramos y la pendiente de la recta asociada a cada tramo puede ser obtenida al resolver el problema de despacho de una etapa, para cada escenario hidrológico.

En la formulación del problema de despacho para una etapa, los autores indican que la variable dual de la restricción de balance hídrico, llamada “valor del agua”, corresponde a la derivada de la función de costo de operación del sistema, con respecto al volumen inicial almacenado en los embalses. Al mismo tiempo, dicho valor representa la pendiente de un tramo de la función de costo futuro para la etapa inmediatamente anterior. De este modo, se calcula la variable dual o multiplicador de Lagrange para distintos estados iniciales del sistema y se construye la función.

El hecho de que la función de costos futuros sea representada como una función lineal por tramos permite trabajar únicamente con restricciones lineales, donde por cada tramo se agrega una restricción al problema, y no es necesario interpolar los valores como en el caso de la programación dinámica estándar que fue mencionado anteriormente. No obstante, la recursión para obtener la función de costos futuros en ambos casos requiere resolver el problema para los distintos valores iniciales de almacenamiento y para cada escenario hidrológico, desde la última etapa hasta la primera etapa.

La construcción de la función de costos futuros mediante funciones lineales por tramos es una aproximación, que se caracteriza por ser una cota inferior para la función exacta, y por ende se obtiene una cota inferior para la solución óptima del problema completo al realizar esta recursión.

Posteriormente, teniendo la función de costos futuros se resuelve el problema de despacho hidrotérmico desde la primera etapa hasta la última etapa, definiendo en cada una de ellas diferentes escenarios hidrológicos. Se define un valor para el almacenamiento inicial de los embalses al comienzo de la primera etapa y se determina el costo total de operación del sistema en el período de estudio completo. Se calcula la cota superior de la solución óptima del problema completo obteniendo la media de los costos de operación determinados para los distintos escenarios hidrológicos.

Así, se llega a la solución óptima del problema cuando la cota inferior se encuentra dentro de un intervalo de confianza de la cota superior, el que debe ser definido previamente por el operador del sistema.

2.2. Modelación de las emisiones de Dióxido de Carbono

Para una composición de combustible dada, es posible calcular valores de emisiones por tecnología bastante precisos de este gas de efecto invernadero. Por simplificación, para tener una mayor precisión en los resultados de las simulaciones pertinentes, los factores de emisión utilizados, fueron facilitados por el ministerio de Medioambiente, los cuales se precisan en el anexo C y además se encuentran incluidos en la modelación del software OSE2000, programa que se utilizó para obtener los resultados de este trabajo.

Con el fin de contrastar la información obtenida gracias al ente estatal, se comparan los valores de emisiones por [kWh] para las tecnologías de interés: carbón, GNL y diésel, según la determinación de [9], expuesto por [10]. Los factores de emisiones de CO₂ se adjuntan en la siguiente figura.

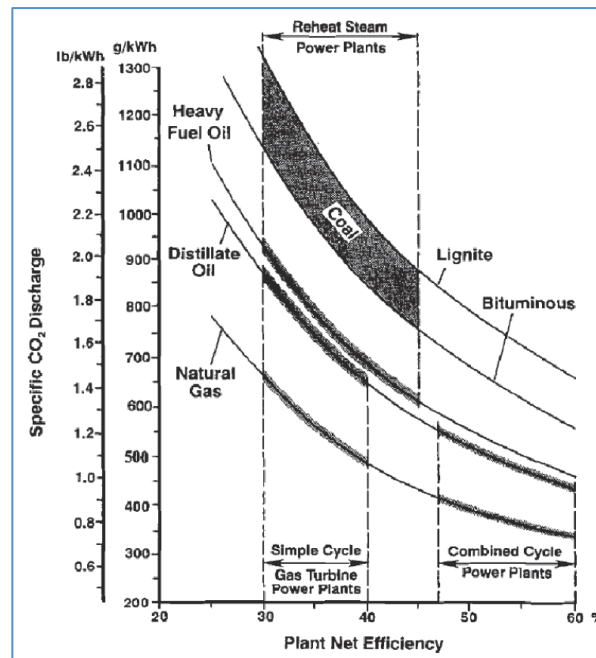


Figura 1: Emisiones específicas de CO₂ según el tipo de tecnología [9]

Existe una clara dependencia de las emisiones con la eficiencia de la central, mientras mayor sea el rendimiento, menor cantidad de emisiones. Tomando en cuenta lo expuesto por [10], valores similares a lo que expone [19], se comprueba que los datos

entregados por el ministerio de Medioambiente están dentro de valores similares. Para centrales nuevas se utilizan los siguientes valores de emisiones:

Tecnología	[g CO ₂ /kWh]	[Ton CO ₂ /GWh]
Carbón	1000	1000
Diésel	750	750
GNL CA	550	550
GNL CC	400	400

Tabla 1: Factor de emisiones por tecnología

2.3. Impuesto de emisiones de CO₂ según Reforma Tributaria

De acuerdo al artículo 5° de la RT o Ley N°20.780 se propuso establecer un impuesto a la emisión de fuentes fijas, las que se consideran en dos categorías de externalidades:

- i) Daño local en salud: emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno [NO_x] y Dióxido de Azufre (SO₂).
- ii) Daño global por el cambio climático: emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂).

El impuesto se aplicará a las emisiones producidas por fuentes conformadas por calderas o turbinas, con una potencia mayor o igual a 50 MW, por lo que dado el tamaño de esas fuentes no se verán afectadas las pequeñas y medianas empresas.

El componente del impuesto por daño local en salud se establecerá conforme a la valoración de dicho daño, partiendo de un piso fijado en la ley. En el caso de las emisiones por CO₂, se gravará cada tonelada emitida con 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.

Por último, para los efectos de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el proyecto señala que el impuesto no deberá ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, cuando éste afecte a la unidad de generación marginal del sistema.

No obstante, el costo asociado a dicho impuesto para la unidad de generación marginal, deberá ser pagado por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros, debiendo el Centro de Despacho

Económico de Carga (CDEC) respectivo, adoptar todas las medidas pertinentes para realizar la reliquidación correspondiente.

2.4. Bases de Licitación de Energía Eléctrica

De manera de realizar una estimación adecuada de los futuros precios de oferta en las licitaciones de energía, uno de los objetivos de este trabajo de título, se desprende de las “Bases de Licitación Pública Nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios” de [11], las cuales se desarrollan en marco de la LGSE, y en virtud de lo establecido en la Resolución Exenta N°215, de la CNE, de 24 de abril del 2015, algunos datos de interés en cuanto a los requisitos técnicos de la licitación.

Se consideran las condiciones y características de suministro, tipos de ofertas y cantidad a licitar, además de los bloques de suministro, puntos de oferta, puntos de compra y el período de suministro.

El bloque de suministro constituye el compromiso máximo de suministro que puede asumir el Proponente en su oferta y representa el conjunto total de energía a adjudicar por las Licitantes. Cada bloque de Suministro está subdividido en sub-bloques que contienen una componente base y una componente variable.

- Bloque de suministro N°1: vigente desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de Diciembre de 2040, en el período horario comprendido entre las 00:00 horas y las 23:59.
- Bloque de Suministro N°2-A: está destinado abastecer únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 horas y las 07:59 horas y entre las 23:00 horas y 23:59 horas.
- Bloque de Suministro N°2-B: está destinado abastecer únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 horas y las 17:59 horas.
- Bloque de Suministro N°2-C: está destinado abastecer únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 horas y las 22:59 horas.

- Bloque de suministro N°3: vigente desde el 1 de enero de 2022 hasta el 31 de Diciembre de 2041, en el período horario comprendido entre las 00:00 horas y las 23:59.

La tabla siguiente muestra las cantidades de energía asociada a los bloques de suministros y su descomposición en componente base y componente variable. En el anexo D se incluye la distribución referencial mensual y referencial del punto de compra.

Energía Licitada [GWh]	Bloque N°1	Bloque N°2-A	Bloque N°2-B	Bloque N°2-C	Bloque N°3
Bloque	4400	680	1000	520	7150
Componente base	4000	618	909	473	6500
Componente Variable	400	62	91	47	650

Tabla 2: Componente base y variable para energía licitada en cada bloque de suministro.

Dichos valores provienen de las proyecciones de la demanda realizadas por estudios de los CDEC-SING, CDEC-SIC y la CNE ([12], [13] y [24]), las cuales se detallan a continuación:

Energía [GWh]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyección	45,026	46,664	48,312	50,013	51,769	53,591	55,474	57,426	59,446	61,537
Contratado	37,939	33,138	31,112	25,504	18,102	15,170	12,220	10,867	10,869	10,867
Requerimientos	7,087	13,526	17,200	24,509	33,667	38,421	43,254	46,559	48,577	50,670
Bloque N°1	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400	4,400
Bloque N°2-A	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
Bloque N°2-B	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Bloque N°2-C	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Bloque N°3	0	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150	7,150

Tabla 3: Proyección, contratado y requerimientos de energía licitada.

La demanda máxima licitada según las bases es la que se adjunta en la siguiente tabla, la cual se utiliza de referencia para poder determinar la potencia licitada por bloque de suministro y así considerar la potencia dentro de la oferta en los precios oferentes de las próximas licitaciones de energía.

Demanda Máxima [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyección	7,944	8,241	8,539	8,848	9,167	9,498	9,840	10,196	10,565	10,948
Contratado	7,047	6,151	5,707	4,628	3,382	2,732	2,334	2,025	5,059	2,027
Requerimientos	1,320	2,295	2,205	2,131	2,100	2,085	2,049	2,046	2,046	2,047
Bloque N°1	660	633	608	588	579	575	565	564	565	565
Bloque N°2-A	330	317	317	317	317	317	317	317	317	317
Bloque N°2-B	330	317	317	317	317	317	317	317	317	317
Bloque N°2-C	330	317	317	317	317	317	317	317	317	317
Bloque N°3	0	1,029	988	955	91	935	918	917	917	918

Tabla 4: Proyección, contratado y requerimientos de demanda máxima.

2.5. Nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936)

La definición de los pagos por uso del SEN se establece en los Artículos 114°, 115° y 116° de la ley promulgada el 20 de Julio del 2016 en [14]. En ellos se establecen pagos por uso de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada, antes denominadas troncal, subtransmisión y transmisión adicional, respectivamente, y de instalaciones asociadas a polos de desarrollo.

Se indica que los propietarios de instalaciones de transmisión deben percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) correspondiente a cada uno de dichos sistemas, y que equivale a la suma del AVI y COMA del tramo. Este valor se calculará cada cuatro años por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Además, se definen los ingresos tarifarios reales por tramo (IT) como la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema sobre las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Dentro de cada uno de los sistemas de transmisión se establecerá un cargo único por uso (CU), que sirve de complemento a los IT, de modo que el propietario de instalaciones de transmisión recaude anualmente el VAT de cada tramo. Además, se establece que dicho pago asociado a los CU corresponderá a los clientes libres y regulados del sistema interconectado.

Sin embargo, en las Disposiciones Transitorias del Proyecto (Artículo vigésimo quinto de las disposiciones transitorias) se establece un mecanismo de pago para el período 2018-2034, que permitirá un cambio gradual de la forma de remuneración de la transmisión desde el modelo actual, con participación de los generadores en los pagos, al nuevo modelo, en que todo deberá ser pagado por los consumidores.

Se establecen metodologías transitorias de pago para la subtransmisión (Artículo 12° Transitorio), de modo que la forma actual de pago se mantendrá hasta el término de vigencia del decreto correspondiente al período tarifario 2016-2019 y a contar de esa fecha el sistema será remunerado por los clientes. Por otra parte, para la transmisión nacional se establecen factores de ajuste anuales para los pagos de generadores durante el período 2019-2034, mecanismos de rebaja y exención de pagos para los generadores y cargos únicos para clientes, dependiendo de las zonas donde se ubiquen dentro del sistema de transmisión.

3. METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL ESTUDIO

3.1. Antecedentes y supuestos del modelo

El software utilizado para realizar las simulaciones de este trabajo fue el OSE2000, el cual realiza un despacho óptimo de carga de acuerdo a la demanda, plan de obras de transmisión y generación utilizado, además de los precios de combustibles utilizados para los distintos tipos de centrales.

El período de simulación fue de 25 años, partiendo del año 2017, año que entra en vigencia el cobro del impuesto de emisiones de CO₂, de acuerdo a lo que propone la reforma tributaria del año 2015. Se consideran las ampliaciones y generadores que entran en operación antes de esta fecha, tomando en cuenta los datos de operación del SING y SIC.

En el plan de obras de generación y transmisión se incluyen todas las instalaciones actualmente en funcionamiento de acuerdo a la información adquirida del CDEC-SIC y CDEC-SING. Además, se utilizó el plan de obras de generación propuesto por la CNE en el ITPN de Abril 2016 con ciertas modificaciones para poder alcanzar el costo marginal para cada uno de los escenarios evaluados. Ambos detalles se pueden observar en los anexos “Plan de Obras de Generación” y “Plan de Obras de Transmisión” que se encuentran en los Anexos E y F, respectivamente.

Se asume la interconexión SING-SIC junto con el sistema en 500kV entre Polpaico y Cardones que entran en operación el 1 de Enero del 2018, y en el largo plazo no se consideran limitaciones de transmisión (para los últimos 10 años).

3.1.1. Modelación de la demanda

La demanda mensual se representa mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles (festivos). Se considera la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes. Además, para definir el número de días hábiles y días festivos del año se consideró el calendario 2013.

La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año. Para la obtención de dichos bloques se realizó un cruce entre las curvas de producción de energía de las centrales solares y la curva de demanda del sistema.

De esta forma, se dejó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Esto es posible, ya que la producción de este tipo de centrales se reparte entre las 8 y las 18 horas, aproximadamente. Por otro lado, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema (que corresponde al bloque 16). La clasificación detallada de los bloques horarios se describe a continuación:

Bloque 2:	Corresponde a las horas de la noche después del “peak” de demanda.
Bloque 4:	Corresponde a las horas de la noche y madrugada.
Bloque 6:	Representa las horas de la mañana en que comienza la generación solar.
Bloques 8 y 10:	Corresponde a las horas del día en que se alcanza la máxima radiación solar, se dividió para representar la punta de demanda de mediodía.
Bloque 12:	Representa las horas de la tarde en que comienza a decaer la generación solar.
Bloque 14:	Representa a las horas de la tarde sin generación solar y antes del “peak” de demanda.
Bloque 16:	Corresponde al “peak” de demanda en la tarde – noche.

En la siguiente tabla se muestra la asignación de las horas de día hábil a cada bloque y mes. Para los días festivos, los bloques corresponden a los números impares, y se considera la misma distribución.

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

Tabla 5: Asignación de horas del día a bloques horarios consecutivos de día hábil.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente tabla se muestra la duración de los bloques, tanto de día laboral como festivo.

Bloque/Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	2%	2%	4%	4%	4%	4%	2%	4%	5%	4%	3%	4%
2	6%	6%	8%	12%	8%	8%	6%	8%	8%	9%	6%	8%
3	5%	5%	7%	4%	8%	8%	7%	8%	8%	6%	7%	6%
4	12%	12%	13%	12%	17%	17%	18%	17%	13%	15%	14%	11%
5	2%	2%	1%	2%	3%	3%	2%	3%	5%	4%	3%	3%
6	6%	6%	3%	6%	6%	6%	6%	6%	8%	9%	6%	5%
7	2%	2%	3%	4%	4%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
8	6%	6%	5%	12%	8%	11%	12%	11%	8%	9%	8%	8%
9	8%	8%	9%	4%	5%	4%	4%	4%	7%	5%	7%	7%
10	21%	21%	16%	12%	11%	8%	9%	8%	10%	12%	14%	13%
11	2%	2%	4%	2%	3%	1%	2%	3%	3%	2%	4%	4%
12	6%	6%	8%	6%	6%	3%	6%	6%	5%	6%	8%	8%
13	2%	2%	1%	2%	3%	1%	1%	1%	3%	2%	3%	3%
14	6%	6%	3%	6%	6%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	5%
15	4%	4%	4%	2%	3%	6%	5%	4%	3%	2%	3%	3%
16	9%	9%	8%	6%	6%	11%	12%	8%	5%	6%	6%	5%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 6: Duración mensual de los bloques de demanda

Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2013, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividen por la demanda promedio

en el mes y se obtiene el factor correspondiente a cada bloque y mes, para todas las barras del sistema.

3.1.2. Tratamiento del Recurso ERNC

Recurso Solar

En base a la definición de bloques descrita, las centrales solares generan en los bloques 8 y 10, con mayor intensidad que en los bloques 6 y 12, para días hábiles, y en los bloques 7 y 9, que en los bloques 5 y 11, para días festivos. En el modelo esto se regula limitando la potencia máxima a la que opera cada planta fotovoltaica, en cada bloque y mes. De este modo, para los bloques en que la central no opera (en la noche y madrugada), se simula con potencia máxima disponible igual a cero. En la siguiente figura se presenta un ejemplo de la modelación descrita, para el mes de octubre de 2013, considerando un perfil solar tipo.

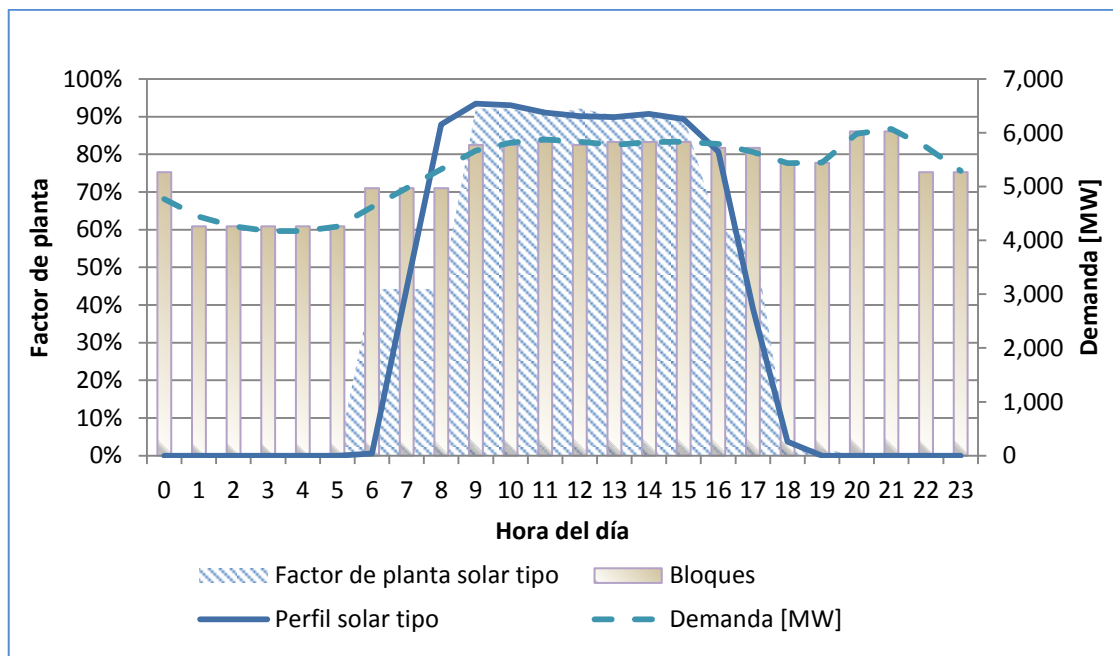


Figura 2: Ejemplo de asignación de bloques horarios y generación solar

Se puede ver la curva de generación solar de una central fotovoltaica unitaria, la demanda diaria total por hora del sistema y la asignación de los bloques. Cada bloque se representa mediante altura de las columnas, buscando adaptarse a los perfiles de la demanda y generación solar. El área pintada corresponde a la modelación en bloques de la potencia de la central fotovoltaica.

Para los datos de radiación solar, se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

Recurso Eólico

Las centrales eólicas se modelan en forma similar a centrales hidroeléctricas de pasada (son de naturaleza estocástica [15]), con el fin de representar la variabilidad propia de este tipo de tecnología. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima y mínima a la que puede operar cada parque eólico y así poder apreciar el impacto sobre el sistema de transmisión y las posibles saturaciones que pudiesen ocurrir. El promedio de los datos de las matrices de viento por mes y bloque es el mismo que al modelarlas como centrales térmicas.

Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tiene 56 simulaciones de datos de viento. Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

El procesamiento de los datos para generar los afluentes (de viento) de cada central consiste en tomar los datos de viento de la zona geográfica donde se ubica, para transformarlos en potencia mediante una curva tipo de un generador eólico, la cual depende netamente de las condiciones climáticas de la locación del generador. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar los 56 escenarios, para cada mes de los primeros cinco años de simulación. Desde el sexto año en adelante, se replican las matrices de los primeros años. La modelación realizada para el OSE2000, no considera correlación entre viento y demanda.

3.1.3. Ingresos por venta energía y potencia al mercado spot

El ingreso por venta energía de un generador en el mercado spot está dado por la generación y el costo marginal (CMg) en el bloque horario.

$$\text{Ingreso por Energía} = CMg \times \text{Energía}$$

Donde, el mercado spot es el que el valor del activo financiero se paga al contado (precio spot) en el momento de la entrega, en éste caso de la energía o potencia.

A su vez, el ingreso por venta de potencia al mercado spot, depende de la potencia de suficiencia asociada a cada generador y del precio de la potencia.

$$\text{Ingreso por Potencia} = PS_i \times \text{Precio potencia}$$

Donde el precio por potencia se proyecta del precio nudo por potencia entregado por CNE en los Informe Técnicos de precio nudo realizados entre los años 2011 y 2016.

Para el cálculo de la potencia de suficiencia es necesario conocer la potencia de suficiencia preliminar de todas las centrales utilizadas en el plan de obras, ya que según el método del CDEC-SIC, la potencia de suficiencia se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$PS_i = PSP_i \times \frac{D_{Max}}{\sum PSP_i}$$

Dónde:

PS_i : Potencia de suficiencia de la central i

PSP_i : Potencia de suficiencia preliminar de la central i

D_{max} : Demanda máxima

El cálculo de la potencia de suficiencia preliminar se obtiene a través de la potencia máxima de cada central por el factor de suministro de potencia de suficiencia. Para cada tipo de tecnología, dicho factor se expresa en la siguiente tabla.

Tecnología	Factor de suministro de potencia
Biomasa	0.970
Carbón	0.960
Embalse	0.799
Eólica	0.191
Fotovoltaica	0.235
Geotérmica	0.960
GNL	0.960
Pasada	0.880
Petróleo Diésel	0.970
Serie	0.799
Termosolar	0.660
Minihidro	0.880

Tabla 7: Factor de suministro de potencia para cada tipo de tecnología.

Éste factor se calcula mediante la Norma Técnica de potencia de suficiencia [25], sin embargo, como simplificación para el cálculo de potencia de suficiencia realizado en esta memoria de título, se utilizó un factor único para cada tipo de tecnología de generación.

Los ingresos por concepto de servicios complementarios quedan fuera del alcance de este estudio, debido a la poca precisión en una estimación a largo plazo.

3.1.4. Escenarios de generación utilizados

- a) Para el escenario base se utilizó el plan de obras de generación que propone la CNE en el ITPN Abril 2016 y no se consideró el impuesto de emisiones de CO₂.
- b) Para el primer escenario se implementó el impuesto de 5 [US\$/ton CO₂], donde el carbón fue la tecnología proyectada en el largo plazo, ya que los costos de desarrollo no se desplazan en comparación al escenario base (ver tablas 46 y 47 del anexo G). Por esta razón, se proyectó un costo marginal de 90 [US\$/MWh] en el largo plazo, precio con el cual se costea este tipo de centrales.
- c) En el segundo escenario se subió el impuesto gradualmente hasta 14 [US\$/ton CO₂] al año 2030, valor con la tecnología GNL se vuelve más económica que el carbón y se detalla en la siguiente figura. Con este cambio se ajustó el costo marginal entorno a los 100 [US\$/MWh] en el largo plazo.

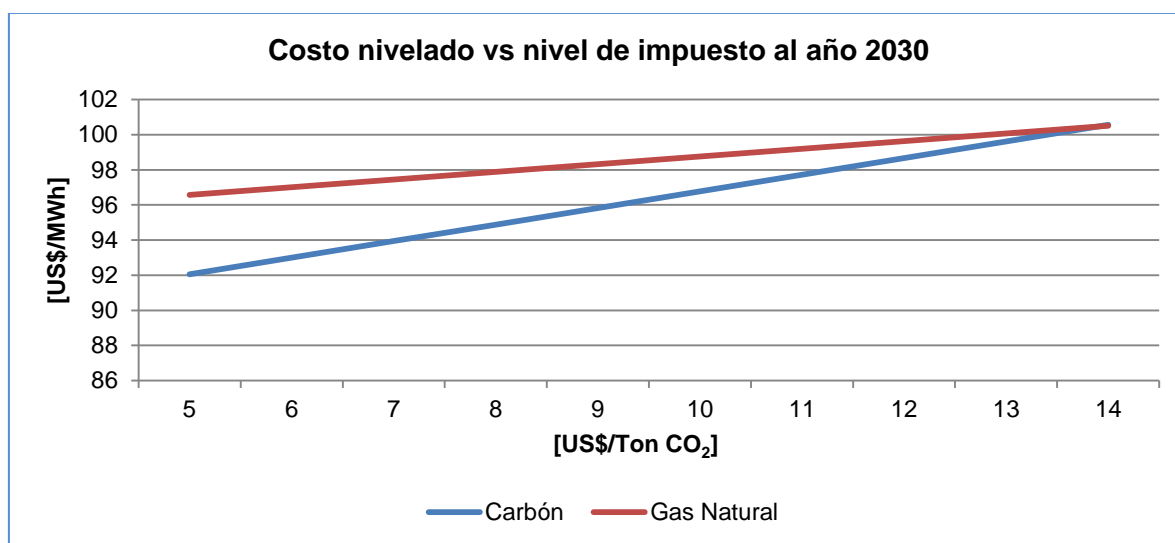


Figura 3: Costo nivelado carbón v/s GNL para distintos valores del impuesto de CO₂.

d) En el tercer escenario el impuesto se aumentó gradualmente hasta 30 [US\$/ton CO₂] al año 2030, valor con el que el costo de desarrollo de la tecnología GNL y carbón se vuelven extremadamente caras para el mercado eléctrico (ver tabla 49 del anexo G) y las ERNC se vuelven totalmente competitivas, como la tecnología geotérmica y termosolar, de manera de obtener costos marginales acotados en todos los bloques horarios. Con este cambio se ajustó el costo marginal entorno a los 80 [US\$/MWh] en el largo plazo.

Al utilizar estos supuestos para los cuatro escenarios que se evaluaron en este trabajo, los planes de obras para cada uno de ellos se resumen en la siguiente tabla y gráfica. Además, en el anexo E de este informe se detallan los planes de obras de la generación.

Tecnologías	Escenario Base [MW]	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]
Hidráulicas	8778	8778	7458	10566
Térmica	20890	20890	23072	17072
ERNC	6083	6083	6083	22400
Total	35752	35752	36614	50039

Tabla 8: Resumen plan de obras de generación.

Se nota que el escenario base contiene el mismo plan de obras de generación que el escenario 1, esto ocurre porque los 5 [US\$/ton CO₂] no desplazan a la tecnología carbonera tomando como referencia el costo de desarrollo expuesto en las tablas 46 y 47.

Las unidades generadoras a carbón, en el caso del escenario 1 tienen un factor de planta entorno al 90,0% y las GNL tienen un factor de planta cercano al 70,0%, además de tener facultad de generar en todos los bloques horarios, ya que su única dependencia es el combustible.

El tercer escenario, al contener tecnologías ERNC, las cuales poseen bajos factores de planta por dependencia del viento, sol y energía terrestre, entre otras, necesitó de mayor potencia instalada para cumplir con el abastecimiento de la demanda y el costo marginal de largo plazo que se definió.

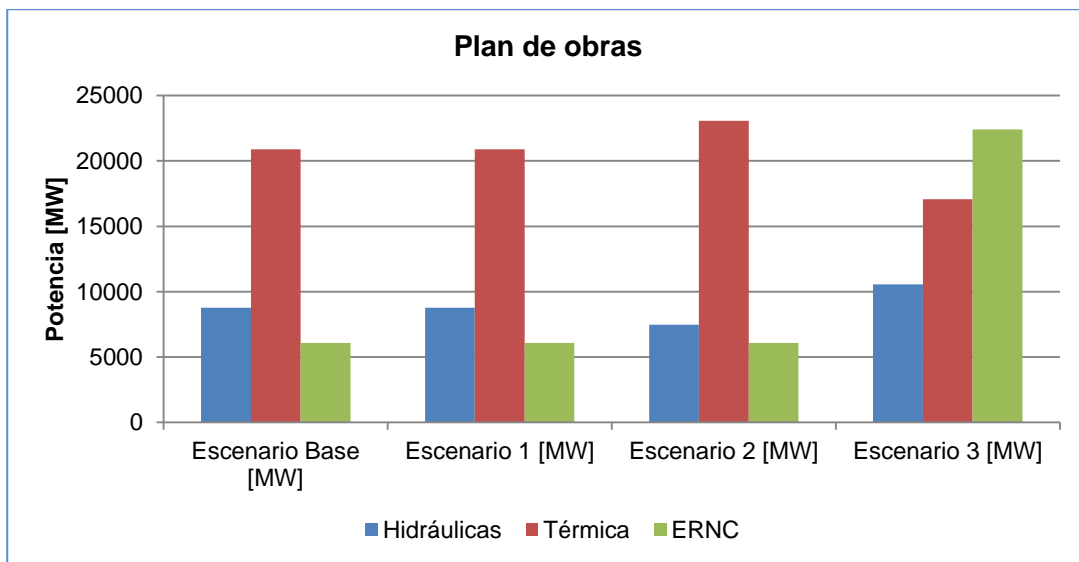


Figura 4: Potencia instalada para cada escenario.

Los escenarios base y dos se planificaron con una potencia instalada de centrales térmicas mayor que en el escenario 3, donde en el escenario base se utilizó en un porcentaje mayor las centrales carboneras y en el escenario 2 las centrales de gas natural licuado (observar detalle en el anexo E).

A su vez, en el escenario 3 se agregaron centrales termosolares y geotérmicas, con el fin de sustituir las centrales térmicas en los bloques de punta y así poder neutralizar el costo marginal entorno a los 80 [US\$/MWh]. Sin embargo, para lograr este efecto, la potencia instalada es notoriamente mayor que en los dos primeros escenarios.

Para obtener los planes de inversión del escenario base, se partió de la base del plan de obras de generación visto en el ITPN abril 2016. Sin embargo, como el período de estudio de esta memoria es de 26 años y el expuesto por la CNE tiene una duración hasta el año 2030, se proyectó 12 años más.

Para realizar éste proceso se fueron agregando unidades generadoras carboneras con el fin de estabilizar el costo promedio del sistema en 90 [USD/MWh], valor con que se financia una unidad de ésta tecnología.

Además de observar el costo promedio del sistema, se analizó el factor de planta de cada unidad generadora agregada con el fin de observar si es que fuese o no necesaria.

Éste proceso se realizó similarmente con unidades de gas natural licuado para el escenario 2 y unidades ERNC para el escenario 3, llevando los costos promedios del sistema a 100 [USD/MWh] y 80 [USD/MWh], respectivamente.

4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo se muestra la aplicación del modelo propuesto para el despacho económico de un sistema eléctrico con las restricciones respectivas que influyen en las simulaciones realizadas. Se presentan cuatro escenarios de estudio en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN): el caso base considera el sistema actual junto con su plan de expansión de largo plazo sin aplicar impuesto de emisiones. El primero considera el sistema actual junto con su plan de expansión de largo plazo, aplicando el impuesto de emisiones de CO₂ (5USD/ton CO₂). El segundo escenario consiste en aumentar el valor del impuesto, obteniendo un costo de desarrollo de las centrales a gas natural más económico que las carboneras y llevando la optimización de la operación de largo plazo a valores de costos marginales que paguen las plantas a GNL. En el tercer escenario se ajusta el valor del impuesto a valores donde las tecnologías ERNC superan ampliamente a las centrales térmicas.

Para resolver el problema, se utilizó la modelación del programa computacional OSE2000, desarrollado por KAS Ingeniería S.A. El software OSE2000 es actualmente utilizado por la CNE para determinar los precios de la energía y potencia en cada barra del SIC y del SING, mediante la simulación de la operación económica del sistema en el corto y largo plazo.

Este modelo se caracteriza por ser multinodal y multiembalse, y al momento de determinar la solución óptima utiliza programación dinámica dual estocástica. En primer lugar se realiza la recursión desde el futuro al presente, para calcular los valores del agua iniciales, y luego se simula la operación del sistema considerando dichos valores. Cabe destacar que el modelo permite considerar diversos escenarios hidrológicos e incorpora los convenios de riego del Laja y Maule vigentes para los embalses correspondiente del SIC, al momento de definir el despacho óptimo en cada etapa y escenario hidrológico.

Por otra parte, el modelo permite incorporar restricciones de transmisión, asociadas a la capacidad de las líneas usando un modelo de aproximación de flujos de potencia a corriente continua y las pérdidas debido a dichos flujos. Para esto se utiliza una representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos en cada caso.

Finalmente, el modelo OSE2000 tiene incluidas las emisiones de CO₂ para los generadores del sistema, además de la asignación del costo no operacional al que estas son afectas al aplicarse el gravamen.

4.1. Antecedentes generales

La simulación de la operación en el modelo OSE2000 requiere considerar un horizonte de tiempo definido. Para esto, se definió como período de estudio un intervalo de 26 años (Abril de 2016 hasta Marzo de 2042), con la finalidad de evaluar económicamente el impacto del impuesto sobre las unidades generadores del SEN en el largo plazo. Además, con este período de simulación se pueden estimar futuros precios ofertas por generadores existentes en la actualidad, apoyándose en las bases de la licitación de energía del año 2016.

Por otro lado, el modelo exige que el valor de la función de costos futuros al final del período sea igual a cero, y que las cotas finales de los embalses cumplan con una restricción de cota mínima correspondiente a la cota de operación esperada de largo plazo en cada caso. Es por esto que se hace necesario agregar una etapa de relleno (dos años), para evitar la determinación de la función de costos futuros en la frontera del horizonte.

Se utilizó en todos los escenarios de simulación la información disponible en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo para el SIC y SING-Abril 2016 (ITPN Abril 2016), desarrollado por la CNE, para definir el programa de obras de generación y transmisión del SEN. Además, se consideró la base del Informe de Avance N°3 del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, licitado por la misma CNE, para la demanda y la proyección de precios de combustibles de las centrales térmicas.

Sin embargo, se realizaron ciertos ajustes para poder llegar a los costos marginales esperados en largo plazo.

4.1.1. Modelación de la red de transmisión eléctrica

La modelación de los sistemas de transmisión eléctrica considera:

- Modelación específica de parámetros de resistencia, reactancia y capacidad para los circuitos de cada tramo, sin reducción por paralelismo.
- Representación lineal de las pérdidas por tramo, considerando 5 tramos para el sistema troncal y 3 tramos para el resto del sistema.
- Utilización del criterio N-1 en los tramos con varios circuitos en paralelo, lo que limita la capacidad de una línea.
- Niveles de tensión desde 66 [kV] hasta 500 [kV], incluyendo sistema de transmisión troncal, sub transmisión y transmisión adicional relevantes.

4.1.2. Modelación del Sistema en etapas mensuales y bloques horarios.

Dado que la demanda se modela en forma de bloques horarios, la generación que resulta de la optimización de la operación del sistema también se presenta por bloques. En base a la definición de bloques descrita en el Capítulo 3, las centrales solares fotovoltaicas generan en los bloques 5 a 12, con mayor intensidad en los bloques 7, 8, 9 y 10. Así, en los bloques correspondientes a la noche y madrugada, se simula la central con potencia máxima disponible igual a cero.

En el modelo se definen las plantas solares como centrales térmicas de costo variable igual a cero, cuya potencia máxima se limita en cada bloque y mes mediante un perfil de generación tipo. Los datos utilizados para este efecto fueron obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía.

4.1.3. Proyección de demanda del Sistema

En las siguientes tablas se presentan la proyección de demanda de energía para el período de estudio considerado, separada por consumos industriales (libres) y consumos vegetativos (residenciales o regulados), cuyos datos fueron utilizados por la CNE para

realizar el cálculo del precio nudo de la energía de Abril 2016 y plan de expansión anual 2015.

Sistema Interconectado Central						
Año	Vegetativa [GWh]	Porcentaje	Industrial [GWh]	Porcentaje	Total [GWh]	Porcentaje
2016	33,511	-	19,392	-	52,903	-
2017	34,867	4.0%	19,846	2.3%	54,713	3.4%
2018	36,281	4.1%	20,274	2.2%	56,555	3.4%
2019	37,740	4.0%	21,456	5.8%	59,196	4.7%
2020	39,237	4.0%	22,226	3.6%	61,463	3.8%
2021	40,761	3.9%	22,804	2.6%	63,565	3.4%
2022	42,267	3.7%	23,714	4.0%	65,981	3.8%
2023	43,773	3.6%	26,419	11.4%	70,192	6.4%
2024	45,326	3.5%	26,934	1.9%	72,260	2.9%
2025	46,929	3.5%	27,335	1.5%	74,264	2.8%
2026	48,589	3.5%	27,742	1.5%	76,330	2.8%
2027	50,307	3.5%	28,154	1.5%	78,461	2.8%
2028	52,086	3.5%	28,573	1.5%	80,659	2.8%
2029	53,928	3.5%	28,998	1.5%	82,926	2.8%
2030	55,836	3.5%	29,429	1.5%	85,265	2.8%
2031	57,810	3.5%	29,867	1.5%	87,677	2.8%
2032	59,855	3.5%	30,312	1.5%	90,166	2.8%
2033	61,972	3.5%	30,762	1.5%	92,734	2.8%
2034	64,163	3.5%	31,220	1.5%	95,383	2.9%
2035	66,432	3.5%	31,684	1.5%	98,117	2.9%
2036	68,782	3.5%	32,156	1.5%	100,938	2.9%
2037	71,214	3.5%	32,634	1.5%	103,848	2.9%
2038	73,733	3.5%	33,119	1.5%	106,853	2.9%
2039	76,341	3.5%	33,612	1.5%	109,953	2.9%
2040	79,041	3.5%	34,112	1.5%	113,153	2.9%
2041	81,836	3.5%	34,620	1.5%	116,455	2.9%
2042	84,730	3.5%	35,135	1.5%	119,865	2.9%

Tabla 9: Proyección de demanda anual de energía en el SIC (Fuente CNE)

Se observa que inicialmente existe un crecimiento de la demanda año tras año de acuerdo a información entregada por las Empresas Distribuidoras y de clientes libres.

En el año 2023 se aprecia un brusco aumento en la demanda industrial, asumiendo la entrada en operación de la minera Cerro Casale (Barrick) en la barra de Cardones 220.

A partir del año 2024 se mantiene fija la tasa de crecimiento de la demanda vegetativa e industrial con valores 3,5% y 1,5%, respectivamente.

Sistema Interconectado del Norte Grande						
Año	Vegetativa [GWh]	Porcentaje	Industrial [GWh]	Porcentaje	Total [GWh]	Porcentaje
2016	1,933	-	15,878	-	17,811	-
2017	2,005	3.7%	17,020	7.2%	19,025	6.8%
2018	2,079	3.7%	17,953	5.5%	20,032	5.3%
2019	2,156	3.7%	18,874	5.1%	21,030	5.0%
2020	2,233	3.5%	20,672	9.5%	22,904	8.9%
2021	2,310	3.5%	22,083	6.8%	24,393	6.5%
2022	2,387	3.3%	23,696	7.3%	26,084	6.9%
2023	2,467	3.4%	25,129	6.0%	27,596	5.8%
2024	2,548	3.3%	26,294	4.6%	28,842	4.5%
2025	2,631	3.3%	26,978	2.6%	29,609	2.7%
2026	2,717	3.3%	27,679	2.6%	30,395	2.7%
2027	2,805	3.3%	28,398	2.6%	31,203	2.7%
2028	2,897	3.3%	29,136	2.6%	32,032	2.7%
2029	2,991	3.3%	29,893	2.6%	32,884	2.7%
2030	3,088	3.3%	30,670	2.6%	33,758	2.7%
2031	3,189	3.3%	31,467	2.6%	34,656	2.7%
2032	3,293	3.3%	32,284	2.6%	35,577	2.7%
2033	3,400	3.3%	33,123	2.6%	36,524	2.7%
2034	3,511	3.3%	33,984	2.6%	37,495	2.7%
2035	3,625	3.3%	34,867	2.6%	38,493	2.7%
2036	3,743	3.3%	35,773	2.6%	39,517	2.7%
2037	3,865	3.3%	36,703	2.6%	40,568	2.7%
2038	3,991	3.3%	37,657	2.6%	41,648	2.7%
2039	4,121	3.3%	38,635	2.6%	42,757	2.7%
2040	4,256	3.3%	39,639	2.6%	43,895	2.7%
2041	4,394	3.3%	40,669	2.6%	45,064	2.7%
2042	4,538	3.3%	41,726	2.6%	46,264	2.7%

Tabla 10: Proyección de demanda anual de energía en el SING (Fuente CNE)

Se observa que inicialmente existe un crecimiento de la demanda año tras año de acuerdo a información entregada por las Empresas Distribuidoras y de clientes libres.

A partir del año 2025 se mantiene fija la tasa de crecimiento de la demanda vegetativa e industrial con valores 3,3% y 2,6%, respectivamente.

4.1.4. Estadística hidrológica

Para modelar los distintos escenarios hidrológicos, se consideró una muestra estadística de 53 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2013. Además, se incluyen tres escenarios propuestos por la CNE, que consideran condiciones hidrológicas secas, medias y húmedas ficticias, y que permiten introducir condiciones más extremas a la modelación del sistema.

4.1.5. Plan de obras de generación y transmisión

A las instalaciones ya existentes en el SEN, se agregan las centrales y las obras de transmisión señaladas en el ITPN Abril 2016. Este plan incluye obras decididas que ya están en construcción y obras de generación recomendadas por la CNE. Sin embargo, este plan se modificó para cada uno de los escenarios evaluados, según el costo de desarrollo de las tecnologías de referencia para cada escenario.

- En el Anexo E: “Plan de Obras de Generación” de este trabajo, se adjuntan las unidades generadores incluidos en cada escenario.
- En el Anexo F: “Plan de Obras de Transmisión” de este trabajo, se adjuntan las obras consideradas en los tres escenarios.

Por otra parte, se incorporaron las siguientes obras de transmisión, propuestas en el Informe de Avance N°3 del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, y que permiten aliviar congestiones del sistema de transmisión que se presentan dentro del período de estudio considerado.

A pesar de que la información que utiliza la CNE incluye la entrada en operación de una línea de interconexión SING-SIC en 2021, para este estudio se considera la entrada de la línea 2 x 500 [kV] entre Nueva Crucero Encuentro (o Río Loa) y Los Changos para Octubre del 2020.

En las figuras 25, 26 y 27 del Anexo F, se muestra el diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal, y que corresponde a las barras principales del sistema. Además, se incluyen las obras en transmisión en construcción mencionadas anteriormente.

4.1.6. Precio y disponibilidad de combustibles

En la siguiente tabla se presentan los precios de combustibles carbón, diésel y gas natural. Estos corresponden a los valores definidos por la CNE hasta 2020, y a partir de 2021 se considera la proyección utilizada por la EIA, del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Año	Diésel - WTI	GNL Endesa SIC	GNL Otros	Carbón térmico 6350
	[US\$/bbl]	[US\$/Mbtu]	[US\$/Mbtu]	[US\$/Ton]
2016	61.64	8.24	10.05	83.62
2017	64.81	8.49	10.41	83.47
2018	65.71	8.56	10.27	83.66
2019	68.52	8.80	10.53	87.45
2020	72.08	9.33	10.86	89.44
2021	74.23	9.80	11.17	92.70
2022	76.04	10.14	11.55	95.91
2023	80.77	10.43	11.73	98.57
2024	82.95	10.76	11.92	101.29
2025	85.16	12.08	12.08	103.74
2026	87.43	12.24	12.24	106.24
2027	89.77	12.41	12.41	108.80
2028	92.16	12.57	12.57	111.43
2029	94.62	12.74	12.74	114.11
2030	97.14	12.91	12.91	116.87
2031	99.74	13.09	13.09	119.69
2032	102.40	13.26	13.26	122.57
2033	105.13	13.44	13.44	125.53
2034	107.94	13.62	13.62	128.56
2035	110.82	13.80	13.80	131.66
2036	113.77	13.99	13.99	134.83
2037	116.81	14.18	14.18	138.09
2038	119.93	14.37	14.37	141.42
2039	123.13	14.56	14.56	144.83
2040	126.41	14.75	14.75	148.32
2041	129.78	14.95	14.95	151.90
2042	133.25	15.15	15.15	155.56

Tabla 11: Proyección de combustibles durante el período del estudio.

De acuerdo a las limitaciones que presentan las centrales GNL, se aplican limitaciones de combustible según lo expuesto por la CNE en el ITPN de abril de 2016, las cuales llegan hasta el año 2017. Sin embargo, tomando en base al registro de los últimos 5 años, éstas se expanden hasta el año 2024. Del año 2025 en adelante, no se aplican limitaciones y se asume que todas las centrales de éste tipo se encuentran abastecidas.

Central	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
U16	55%	55%	55%	61%	61%	61%	61%	61%	61%
CTM3	0%	0%	44%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
SAN ISIDRO 1	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
SAN ISIDRO 2	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
TALTAL 1	28%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TALTAL 2	28%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
QUINTERO 1	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
QUINTERO 2	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
GASATACAMA 1	0%	0%	0%	0%	0%	41%	41%	41%	41%
GASATACAMA 2	0%	0%	0%	0%	0%	42%	42%	42%	42%
NEHUENCO 1	8%	8%	8%	8%	17%	35%	35%	35%	35%
NEHUENCO 2	7%	7%	7%	7%	16%	33%	33%	33%	33%
CANDELARIA 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CANDELARIA 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NUEVA RENCA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 12: Limitaciones de combustible de las centrales GNL, en porcentaje respecto a su generación máxima.

4.2. Consideraciones sobre el cargo del impuesto de emisiones de CO₂

Se utilizó como simplificación para estimar los costos que provocará el gravamen sobre cada tecnología que cada generador tiene contratos asociados a la generación de su central, razón que implica retiros en las barras de consumo.

En la siguiente tabla se muestra el costo del impuesto de emisiones de CO₂ para los cuatro escenarios evaluados en esta memoria

Año	Escenario base [USD/ton CO ₂]	Escenario 1 [USD/ton CO ₂]	Escenario 2 [USD/ton CO ₂]	Escenario 3 [USD/ton CO ₂]
2016	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
2017	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 5.00	\$ 5.00
2018	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 5.69	\$ 6.92
2019	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 6.38	\$ 8.85
2020	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 7.08	\$ 10.77
2021	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 7.77	\$ 12.69
2022	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 8.46	\$ 14.62
2023	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 9.15	\$ 16.54
2024	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 9.85	\$ 18.46
2025	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 10.54	\$ 20.38
2026	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 11.23	\$ 22.31
2027	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 11.92	\$ 24.23
2028	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 12.62	\$ 26.15
2029	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 13.31	\$ 28.08
2030-2042	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 14.00	\$ 30.00

Tabla 13: Impuesto aplicado para cada escenario de simulación.

4.3. Consideraciones al estimar precios en próximas licitaciones de energía

Para cada escenario de simulación, se evaluó un precio de oferta para las próximas licitaciones de energía en consideración de [11], utilizando las empresas licitadoras (anexo D), barras de retiros y los bloques de suministro, que las bases exponen.

De acuerdo a [14], se considera que el uso por transmisión es pagado en su totalidad por los retiros, razón por la cual, el precio ofertado no incluye costos asociados a la transmisión. Además, se consideran para los tres escenarios un portafolio de 2.500 [MW], compuestos por:

- 500 MW de unidades generadoras carboneras
- 500 MW de unidades generadoras GNL
- 500 MW de unidades generadoras de pasada
- 500 MW de unidades generadoras Fotovoltaicas
- 500 MW de unidades generadoras eólicas

Portafolio compuesto por centrales existentes a la hora de ofertar un precio a una licitación de energía para clientes regulados, simulando un conjunto de centrales de alguna empresa generadora existente con el fin de cumplir con uno de los objetivos de esta memoria. También se evaluó un portafolio de 100 [MW] correspondientes a una central fotovoltaica.

Se evaluó el precio oferente respecto a las variables económicas: VAN y TIR, de acuerdo a un flujos de caja a 20 años (duración licitación año 2016), donde los ingresos considerados son: por inyección de energía, inyección de potencia, y contrato de venta de energía; Y los costos: inversión, retiro de energía, retiro de potencia, costo operacional y pago de impuesto de emisiones de CO₂.

Para simplificar el cálculo, se asume que el módulo de energía ofertado es directamente proporcional a la potencia, teniendo en mira dos variables: módulo energético anual y precio de oferta.

Además, con el fin de acotar los resultados, se estiman precios y módulos para el bloque de suministro N°1 en el caso del portafolio de 2.500 [MW], es decir, considerando una oferta en todos los bloques horarios.

Ídem, para el bloque de suministro N°2-B, en el caso del portafolio de 100 [MW] que considera la unidad generadora fotovoltaica, es decir, considerando una oferta entre las 08:00 y 17:59 horas.

Para el costo de inversión por tecnología se utilizan los valores que se adjuntan en la siguiente tabla, de acuerdo a lo publicado por la CNE en el ITPN de Abril del 2016.

Tecnología	Valor Unitario [US\$/kW]	Costo Unitario [MUS\$/MW]
Carbón	\$ 3,000	\$ 3.00
GNL-CC	\$ 1,300	\$ 1.30
Pasada	\$ 3,400	\$ 3.40
Minihidro	\$ 3,200	\$ 3.20
Eólica	\$ 2,300	\$ 2.30
Solar FV	\$ 2,100	\$ 2.10
Geotérmica	\$ 6,500	\$ 6.50
Biomasa	\$ 2,700	\$ 2.70
Termosolar	\$ 5,000	\$ 5.00

Tabla 14: Costo de inversión por tecnología.

No se consideró el valor de inversión para los embalses, debido a que no se utilizaron en el plan de obras de generación. Sólo se consideraron aquellos existentes hoy en día.

Se eligió precio y módulo energético ofertados, para un portafolio de generadores anteriormente mencionados, de acuerdo un TIR de 5,0% una vez realizado el flujo de caja correspondiente. Este supuesto se considera porque un proyecto de inversión que tiene riesgo asociado, como es el caso de estas unidades generadoras, tiene que rentar más que el instrumento libre de riesgo.

Para este estudio se considera el instrumento libre de riesgo el bono del banco central que se encuentra con una tasa de 3,5%. Por ello es que un 5% ofrece una rentabilidad esperada, sobre el instrumento libre de riesgo.

4.4. Resultados de las simulaciones

En este apartado se presentan los resultados obtenidos en los cuatro escenarios de operación simulados en el software OSE2000.

Se incluyen resultados de costos marginales, generación, ingresos por venta energía al mercado spot, ingresos por venta potencia al mercado spot, emisiones de CO₂, ingreso fiscal producto del valor del impuesto, costo de inversión (CI) y operación (CO) de las centrales por tecnología. Además, se especifican los precios ofertados por un portafolio del mercado actual en las próximas licitaciones de energías, según los supuestos especificados previamente.

4.4.1. Escenario base

Costos Marginales

A continuación se presenta el costo promedio anual del sistema, para cada año del período de estudio. Estos resultados se obtienen dividiendo el valor total de los retiros en el año (en US\$), por la cantidad retirada en el año en todas las barras (en MWh).

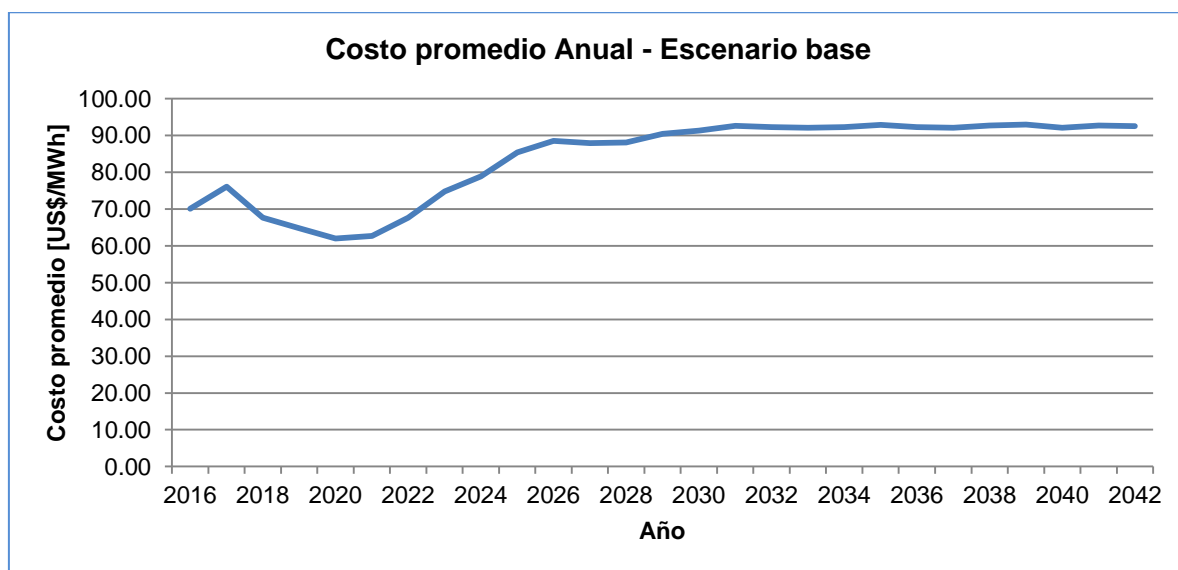


Figura 5: Costo promedio anual – Escenario base.

También se muestran los costos marginales promedio anuales, en algunas barras principales del sistema: Encuentro 220 [kV], Cardones 200 [kV], Polpaico 220 [kV], Alto Jahuel 220 [kV], Charrúa 220 [kV], y Puerto Montt 220 [kV]. Estos valores se obtienen

promediando todos los resultados obtenidos en los distintos meses, bloques horarios y escenarios hidrológicos en cada etapa anual.

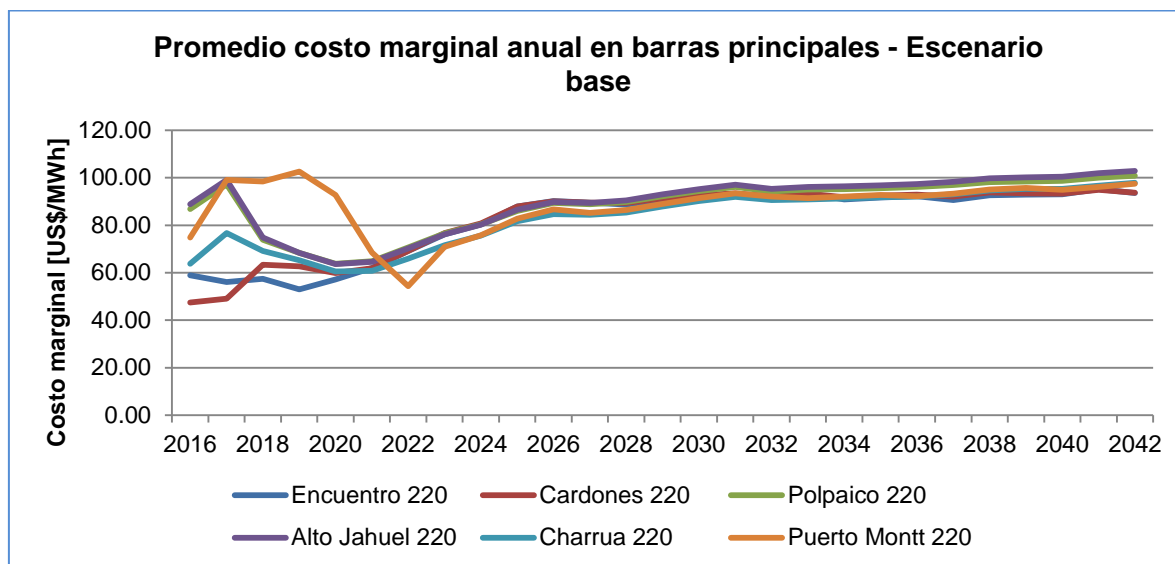


Figura 6: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario base.

Se observa que el costo promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, las que son principalmente solares, eólicas e hidráulicas de pasada. Además la entrada en operación de las obras de la interconexión SING-SIC.

Con las obras propuestas, considerando que no existen limitaciones de transmisión luego del año 2030 y la entrada de centrales carboneras en el largo plazo, el valor se estabiliza en torno a 90 [US\$/MWh].

Con respecto al costo marginal anual en las barras principales, cabe destacar que las grandes diferencias que se presentan dentro del SEN en los primeros años, se deben a las limitaciones de transmisión existentes tanto en el norte como en el sur del SIC, que desacoplan las distintas áreas, además de que los sistemas SING y SIC se encuentran sin interconexión hasta el 1 de Enero del 2018 del SING y SIC.

Estos desajustes se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión que actualmente están en construcción, junto con los proyectos propuestos y la suposición que no existen limitaciones luego del año 2030. En las barras de interés las diferencias son mínimas y se deben principalmente a pérdidas de transmisión.

Además, se puede apreciar que el costo marginal más alto se da en los meses de febrero y marzo (Anexo H: costos marginales mensuales), producto de la regulación de los embalses y las condiciones de los afluentes hidrológicos (el año hidrológico termina en marzo).

Generación e Ingresos de los generadores

En esta sección se presentan la generación e ingresos para los distintos tipos de tecnologías utilizados en el plan de obras del escenario base, donde no se aplica un impuesto emisiones de CO₂ emitida.

Escenario Base				
Tecnología	Generación [GWh]	Factor de planta	Ingresos por Energía [MUS\$]	Ingresos por Potencia [MUS\$]
Pasada	411,293	42.4%	\$ 34,685	\$ 7,256
Carbón	1,423,238	51.8%	\$ 122,207	\$ 18,365
Fotovoltaica	162,955	28.4%	\$ 12,130	\$ 1,518
GNL	359,024	34.6%	\$ 35,501	\$ 11,617
Embalse	381,243	46.8%	\$ 29,859	\$ 7,417
Termosolar	11,548	46.1%	\$ 933	\$ 183
Serie	172,401	55.8%	\$ 13,592	\$ 2,802
Diésel	20,685	2.1%	\$ 2,354	\$ 12,964
Biomasa	65,344	70.5%	\$ 5,847	\$ 1,023
Geotérmica	-	-	\$ 0	\$ 0
Eólica	108,048	18.0%	\$ 8,103	\$ 864
Total	3,115,779	38.3%	\$ 265,210	\$ 64,009

Tabla 15: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario base.

Debido a que el plan de obras de generación contempla gran cantidad de instalación de centrales carboneras en el largo plazo, el 45,7% de la generación proviene de este tipo de tecnología, efecto que se ve representado en los ingresos por venta de energía de la generación carbonera (46,1% de los ingresos totales por concepto de venta de energía al mercado spot).

Los factores de planta reflejan el porcentaje de generación real respecto a la total, donde las centrales de embalse, serie y pasada, depende la cantidad de agua año tras año. Las centrales fotovoltaicas y eólicas presentan un valor bajo, debido a la dependencia del sol y viento, respectivamente.

Las centrales a diésel presentan un factor de planta de 2,1% debido al alto costo de combustible, las carboneras presentan un factor de 55%, producto que no todas presentan despachos y las GNL debido al mayor costo que las carboneras, disponibilidad de combustible y ubicación en el sistema tienen un factor de sólo 34,6%.

A su vez, en el ingreso por potencia también predomina la tecnología carbonera con 28,7% de los ingresos por venta de potencia, siendo seguida por el diésel con 20,3% y el GNL con 18,1%, embalse 11,6% y pasada 11,3%. Por debajo quedan las tecnologías ERNC. Estos porcentajes tienen gran representación del plan de obras utilizado para este escenario (Anexo E) y también proporcionalidad del factor de suministro de potencia (Tabla 7).

Cantidad de emisiones de CO₂, costo asociado, costo de inversión y operación

En la siguiente tabla, se adjuntan por tecnología: las emisiones de CO₂, los costos asociados al impuesto de emisiones (CE), de inversión (CI) y operación (CO) del escenario base.

Escenario Base				
Tecnología	Emisiones CO ₂ [Ton]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo de Operación [MUS\$]	Costo Emisiones [MUS\$]
Pasada	-	\$ 5,484	\$ 0	\$ 0
Carbón	1,514,129,515	\$ 21,390	\$ 71,342	\$ 0
Fotovoltaica	-	\$ 210	\$ 0	\$ 0
GNL	186,626,786	\$ 1,294	\$ 27,346	\$ 0
Embalse	-	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Termosolar	-	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Serie	-	\$ 192	\$ 0	\$ 0
Diésel	4,576,952	\$ 0	\$ 1,123	\$ 0
Biomasa	-	\$ 0	\$ 2,123	\$ 0
Geotérmica	-	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Eólica	-	\$ 3,105	\$ 0	\$ 0
Total	1,705,333,253	\$ 31,675	\$ 101,934	\$ 0

Tabla 16: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO₂ por tecnología- Escenario base.

Se observa que la tecnología con mayores de emisiones de CO₂ es el carbón (88,8%), luego le sigue el GNL (10,9%) y el diésel (0,3%), en menor proporción.

Las centrales térmicas deben pagar el combustible que utilizan al generar electricidad, denominado costo de operación. Se observa que un 70,0% del costo de operación del sistema es producto de las centrales carboneras, seguidas por las GNL con un 26,8%. El 3,3% restante es debido a las diésel y biomasa.

Respecto al costo de inversión de largo plazo, el 67,5% pertenece a centrales carboneras, el 17,3% a centrales de pasadas (3 módulos en el SIC Sur), 4,1% de unidades generadoras a gas natural, 9,8% de eólicas y 0,7% a fotovoltaicas. Ratificándose la planificación a largo plazo en unidades carboneras, por sobre otros tipos de tecnologías.

El costo del sistema de este escenario es de 133.609 [MUS\$] en los 26 años de estudio.

Precio estimado para próximas licitaciones

Para estimar el precio de oferta de las próximas licitaciones de energía, una vez se empiece aplicar el cobro del impuesto de emisiones de CO₂, se utilizó un portafolio de 2500 MW, los cuales están compuestos por 500 MW de Carbón, 500MW de GNL, 500 MW de pasada, 500 MW eólicos y 500 MW fotovoltaicos, con el fin de ver el efecto sobre varios generadores que contiene la red eléctrica chilena en la actualidad y así poder proyectar el precio como un conjunto. También se analizó una oferta para una unidad generadora fotovoltaica de 100 [MW] en el bloque de suministro N°2-B.

En la siguiente tabla, luego de realizar el flujo de caja correspondiente a la evaluación económica del primer portafolio, se adjuntan el valor anual esperado para módulos energéticos en [GWh/año] y el precio de oferta en [USD/MWh] respectivo, variables que son a priori las más importantes de definir a la hora de ir a ofertar un precio a una licitación de energía (explicación de la tabla en el anexo K).

VAN [MUS\$]		Energía [GWh/año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD/MWh]	10	-\$ 338	-\$ 885	-\$ 1,802	-\$ 3,934	-\$ 7,519	-\$ 17,008	-\$ 58,612	-\$ 100,812
	20	-\$ 338	-\$ 764	-\$ 1,481	-\$ 2,991	-\$ 5,027	-\$ 8,497	-\$ 34,219	-\$ 68,229
	30	-\$ 338	-\$ 644	-\$ 1,184	-\$ 2,254	-\$ 3,449	-\$ 4,939	-\$ 11,693	-\$ 35,733
	40	-\$ 338	-\$ 523	-\$ 909	-\$ 1,640	-\$ 2,393	-\$ 3,156	-\$ 4,844	-\$ 7,703
	50	-\$ 338	-\$ 403	-\$ 638	-\$ 1,097	-\$ 1,555	-\$ 2,014	-\$ 2,932	-\$ 3,849
	60	-\$ 338	-\$ 282	-\$ 367	-\$ 555	-\$ 744	-\$ 933	-\$ 1,312	-\$ 1,693
	70	-\$ 338	-\$ 162	-\$ 96	-\$ 16	\$ 46	\$ 101	\$ 210	\$ 316
	80	-\$ 338	-\$ 41	\$ 122	\$ 367	\$ 610	\$ 853	\$ 1,335	\$ 1,813
	90	-\$ 338	\$ 50	\$ 310	\$ 744	\$ 1,174	\$ 1,603	\$ 2,457	\$ 3,307
	100	-\$ 338	\$ 125	\$ 499	\$ 1,120	\$ 1,738	\$ 2,353	\$ 3,577	\$ 4,797
	110	-\$ 338	\$ 201	\$ 688	\$ 1,496	\$ 2,300	\$ 3,101	\$ 4,697	\$ 6,286
	120	-\$ 338	\$ 276	\$ 877	\$ 1,872	\$ 2,862	\$ 3,848	\$ 5,814	\$ 7,775
	130	-\$ 338	\$ 352	\$ 1,065	\$ 2,247	\$ 3,424	\$ 4,595	\$ 6,931	\$ 9,261

Tabla 17: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario base.

Se observa que el valor mínimo a ofertar se encuentra entre 60 y 80 [US\$/MWh] con módulos anuales entre 1.250 y 10.000 [GWh].

Realizando un análisis más detallado (Anexo K), se observa que valor mínimo a ofertar es de 68.5 [US\$/MWh] con 7.500 [GWh/año], para el cual se utilizó el VAN como

referencia. Sin embargo, a la hora de tomar en cuenta un TIR de 5,0%, el precio ofertado es de 75,0 [US\$/MWh] con 5.000 [GWh/año], valor que corresponde al 8,0% de la demanda residencial proyectada en los años de estudio.

A su vez, utilizando el mismo criterio, la unidad generadora fotovoltaica ofertaría un precio de 64,2 [USD/MWh] con 250 [GWh/año] en el bloque solar.

4.4.2. Escenario 1

Costos Marginales

A continuación se presenta el costo promedio anual del sistema del escenario 1, donde se agregó el costo de impuesto de emisiones de 5 [US\$/Ton CO₂], provocando nula diferencia en los costos promedios al compararlo con el escenario base.



Figura 7: Costo promedio anual – Escenario 1.

También se muestran los costos marginales promedio anuales, en algunas barras principales del sistema.

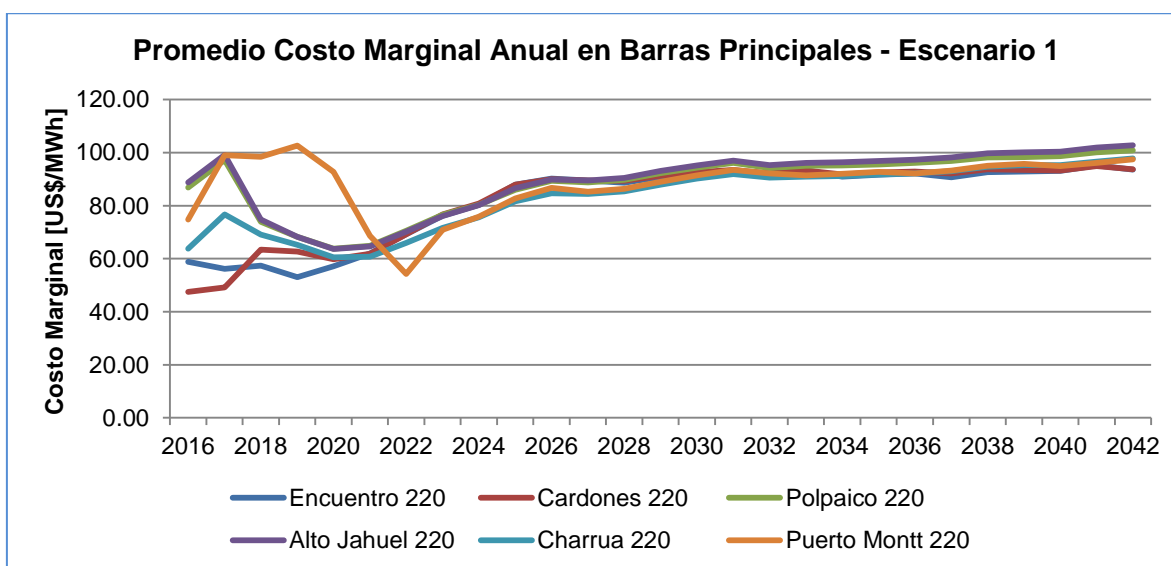


Figura 8: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 1.

Generación e Ingresos de los generadores

En esta sección se presentan la generación e ingresos para los distintos tipos de tecnologías utilizados en el plan de obras del escenario 1, donde se aplica un impuesto de 5 dólares por tonelada de CO₂ emitida, desde el año 2017.

Escenario 1				
Tecnología	Generación [GWh]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [MUS\$]	Ingresos por venta de potencia [MUS\$]
Pasada	411,293	42.4%	\$ 34,685	\$ 7,256
Carbón	1,423,238	51.8%	\$ 122,207	\$ 18,365
Fotovoltaica	162,955	28.4%	\$ 12,130	\$ 1,518
GNL	359,024	34.6%	\$ 35,501	\$ 11,617
Embalse	381,243	46.8%	\$ 29,859	\$ 7,417
Termosolar	11,548	46.1%	\$ 933	\$ 183
Serie	172,401	55.8%	\$ 13,592	\$ 2,802
Diésel	20,685	2.1%	\$ 2,354	\$ 12,964
Biomasa	65,344	70.5%	\$ 5,847	\$ 1,023
Geotérmica	-	-	\$ 0	\$ 0
Eólica	108,048	18.0%	\$ 8,103	\$ 864
Total	3,115,779	38.3%	\$ 265,210	\$ 64,009

Tabla 18: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 1.

Ya que, el plan de obras de generación y por ende la operación del sistema es exactamente la misma que el escenario base: generación, ingresos por venta de energía y potencia al mercado spot se comportan idénticamente al caso anterior.

Cantidad de emisiones de CO₂, costo asociado, costo de inversión y operación

En la siguiente tabla, se adjuntan por tecnología: las emisiones de CO₂, los costos asociados al impuesto de emisiones (CE), de inversión (CI) y operación (CO) del escenario 1.

El impuesto de emisiones es aplicado a las centrales que se encuentran emitiendo contaminantes al medio ambiente, a excepción de las centrales que se encuentran marginando, cuya costo se transfiere a los retiros en el momento que se encuentran en operación marginal.

Escenario 1				
Tecnología	Emisiones CO ₂ [Ton]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo de Operación [MUS\$]	Costo Emisiones [MUS\$]
Pasada	-	\$ 5,484	\$ 0	\$ 16
Carbón	1,514,129,515	\$ 21,390	\$ 71,342	\$ 7,419
Fotovoltaica	-	\$ 210	\$ 0	\$ 7
GNL	186,626,786	\$ 1,294	\$ 27,346	\$ 849
Embalse	-	\$ 0	\$ 0	\$ 15
Termosolar	-	\$ 0	\$ 0	\$ 1
Serie	-	\$ 192	\$ 0	\$ 7
Diésel	4,576,952	\$ 0	\$ 1,123	\$ 18
Biomasa	-	\$ 0	\$ 2,123	\$ 3
Geotérmica	-	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Eólica	-	\$ 3,105	\$ 0	\$ 4
Total	1,705,333,253	\$ 31,675	\$ 101,934	\$ 8,337

Tabla 19: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO₂ por tecnología- Escenario 1.

Ya que, el plan de obras de generación y por ende la operación del sistema es exactamente la misma que el escenario base: emisiones de CO₂, costo de inversión y de operación se comportan idénticamente al caso anterior.

Se observa que la tecnología con mayores de emisiones de CO₂ es el carbón (88,8%), cuyo impacto económico se ve reflejado en la recaudación del impuesto, al igual que el GNL (10,9%) y el diésel (0,3%) en menor proporción.

El impuesto al CO₂, no se aplica sobre las unidades generadoras a biomasa ya que éstas emiten el GEI estén o no generando energía.

Éstas, junto con las centrales hidráulicas, fotovoltaicas, y eólica, que no emiten CO₂, tienen un cobro por el impuesto de CO₂ en proporción a la generación, suponiendo que cada central tiene contratos por la energía producida, de acuerdo al traspaso del impuesto de las centrales que marginan.

Al adicionar el costo de la recaudación del fisco desprendido del impuesto de emisiones de CO₂, implica un aumento de 6,2% del costo total del sistema, siendo un 99,4% de la recaudación fiscal pagada por las centrales térmicas y un 0,6% por el resto de las unidades generadoras.

Precio estimado para próximas licitaciones

A continuación se adjunta el valor anual esperado para módulos energéticos en [GWh/año] y el precio en [USD/MWh] respectivo, de los flujos de caja realizados para el portafolio de 2.500 [MW] en el escenario 1.

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	10	-\$ 351	-\$ 964	-\$ 1,981	-\$ 4,238	-\$ 8,217	-\$ 21,801	-\$ 61,024	-\$ 102,458
	20	-\$ 351	-\$ 840	-\$ 1,610	-\$ 3,197	-\$ 5,490	-\$ 9,580	-\$ 38,729	-\$ 71,088
	30	-\$ 351	-\$ 716	-\$ 1,299	-\$ 2,361	-\$ 3,656	-\$ 5,434	-\$ 17,110	-\$ 41,156
	40	-\$ 351	-\$ 592	-\$ 989	-\$ 1,651	-\$ 2,370	-\$ 3,164	-\$ 5,322	-\$ 12,546
	50	-\$ 351	-\$ 486	-\$ 689	-\$ 1,031	-\$ 1,383	-\$ 1,735	-\$ 2,439	-\$ 3,159
	60	-\$ 351	-\$ 382	-\$ 430	-\$ 509	-\$ 603	-\$ 718	-\$ 970	-\$ 1,260
	70	-\$ 351	-\$ 279	-\$ 171	-\$ 48	\$ 42	\$ 90	\$ 134	\$ 167
	80	-\$ 351	-\$ 175	\$ 66	\$ 380	\$ 615	\$ 812	\$ 1,202	\$ 1,589
	90	-\$ 351	-\$ 71	\$ 286	\$ 765	\$ 1,151	\$ 1,524	\$ 2,268	\$ 3,008
	100	-\$ 351	\$ 32	\$ 507	\$ 1,133	\$ 1,685	\$ 2,236	\$ 3,332	\$ 4,423
	110	-\$ 351	\$ 135	\$ 717	\$ 1,490	\$ 2,219	\$ 2,947	\$ 4,396	\$ 5,838
	120	-\$ 351	\$ 223	\$ 910	\$ 1,847	\$ 2,753	\$ 3,656	\$ 5,456	\$ 7,251
	130	-\$ 351	\$ 311	\$ 1,102	\$ 2,203	\$ 3,286	\$ 4,366	\$ 6,517	\$ 8,661

Tabla 20: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 1.

Se observa que el valor mínimo a ofertar se encuentra entre 60 y 80 [US\$/MWh] con módulos anuales entre 3.750 y 10.000 [GWh].

Realizando un análisis más detallado (Anexo K), se observa que el valor mínimo a ofertar es de 69,0 [US\$/MWh] con 5.000 [GWh/año], para el cual se utilizó el VAN como referencia. Sin embargo, a la hora de tomar en cuenta un TIR de 5,0%, el precio ofertado es de 76,0 [US\$/MWh] con 5.000 [GWh/año], valor que corresponde al 8,0% de la demanda residencial proyectada en los años de estudio.

A su vez, utilizando el mismo criterio, la unidad generadora fotovoltaica ofertaría un precio de 64,5 [USD/MWh] con 250 [GWh/año] en el bloque solar.

El portafolio de 2.500 [MW] ofertaría un precio 1,3% más elevado que el escenario base, aumento provocado por el impuesto de emisiones de CO₂. A su vez, el portafolio de la unidad fotovoltaica tendría un precio de oferta 0,5% más caro.

4.4.3. Escenario 2

Costos Marginales

A continuación se presenta el costo promedio anual del sistema y los costos marginales anuales en algunas barras del escenario 2, donde se aumentó el costo de impuesto de emisiones a 14 [US\$/Ton CO₂] al año 2030, lo que provoca que la tecnología GNL reemplace al carbón como referencia en el largo plazo.

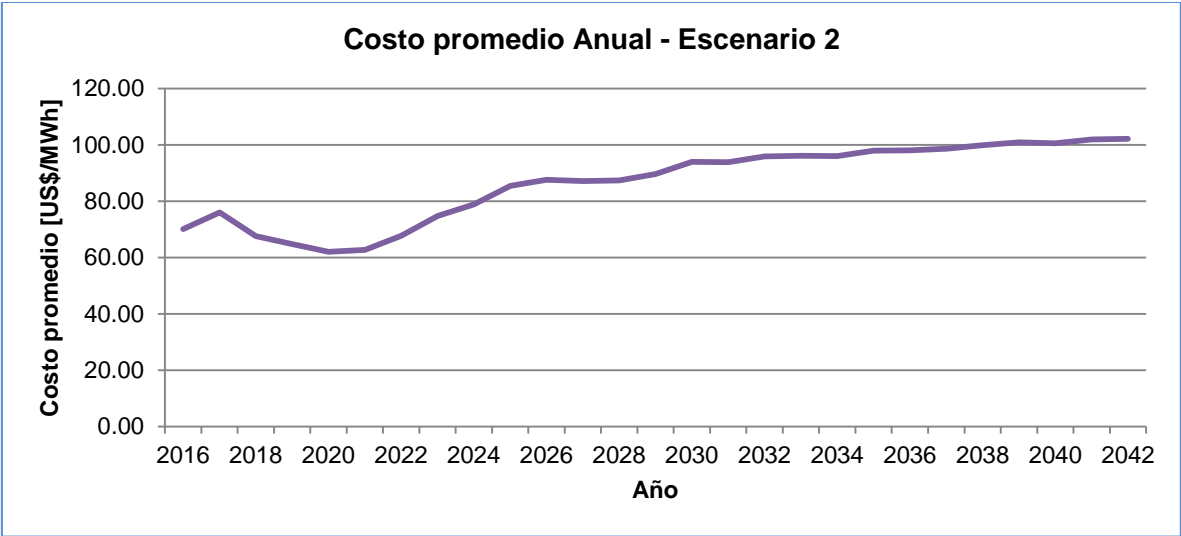


Figura 9: Costo promedio anual – Escenario 2.

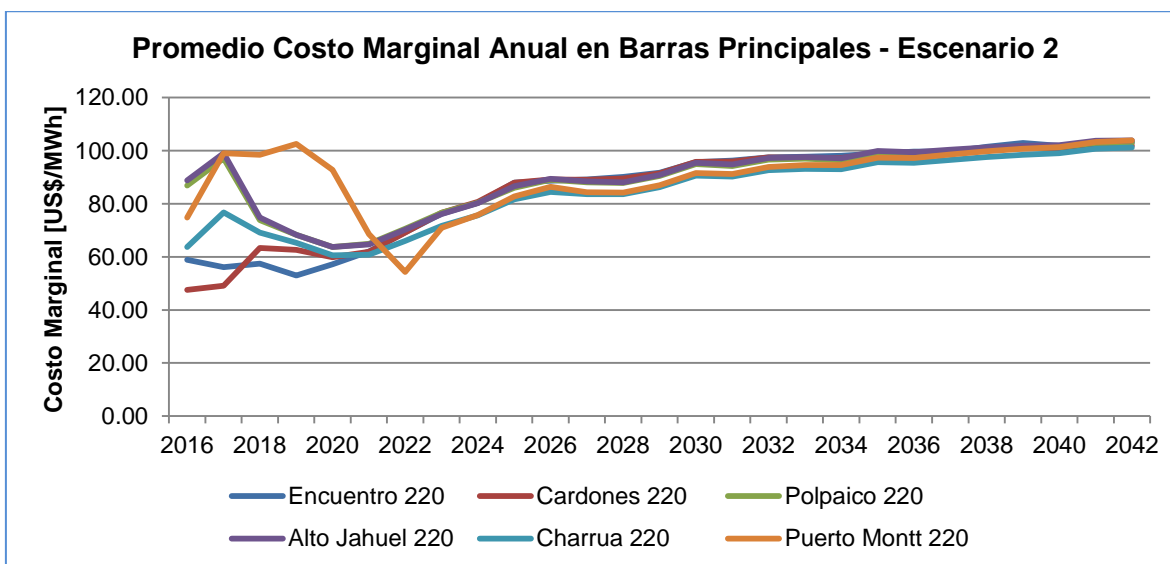


Figura 10: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 2.

Se observa que el costo marginal promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, de forma similar a lo ocurre en el escenario 1.

Sin embargo, los valores en cada uno de los años del período son mayores al compararlos con el caso mencionado, de modo que en el largo plazo se estabiliza en torno a 100 [US\$/MWh], debido que se utilizó GNL como la tecnología de referencia.

Con respecto al costo marginal promedio anual en las barras principales, se presentan desacoples en los primeros años entre las distintas barras del sistema, los que se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión en las distintas zonas geográficas del SIC, además de la entrada de la interconexión SING-SIC. No obstante, los valores crecen todos los años, en comparación con el escenario 1.

Generación e Ingresos de los generadores

En esta sección se presentan la generación e ingresos para los distintos tipos de tecnologías utilizados en el plan de obras del escenario 2, donde se aplica un impuesto creciente de 5 a 14 dólares por tonelada de CO₂ emitida, desde el año 2017 al 2030, manteniendo fijo el valor del año 2030 en el futuro.

Escenario 2				
Tecnología	Generación [GWh]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [MUS\$]	Ingresos por venta de Potencia [MUS\$]
Pasada	364,663	54.5%	\$ 30,768	\$ 6,714
Carbón	984,674	87.6%	\$ 84,440	\$ 12,684
Fotovoltaica	162,955	28.4%	\$ 12,957	\$ 1,556
GNL	828,605	26.8%	\$ 81,427	\$ 20,253
Embalse	386,031	47.4%	\$ 31,079	\$ 7,643
Termosolar	11,548	46.1%	\$ 975	\$ 183
Serie	172,350	55.8%	\$ 13,816	\$ 2,900
Diésel	19,899	1.9%	\$ 2,219	\$ 13,980
Biomasa	65,839	71.0%	\$ 5,914	\$ 1,059
Geotérmica	-	-	\$ 0	\$ 0
Eólica	108,048	18.0%	\$ 8,519	\$ 910
Total	3,104,612	37.2%	\$ 272,114	\$ 67,882

Tabla 21: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 2.

Debido a que el plan de obras de generación contempla gran cantidad de instalación de centrales GNL en el largo plazo, la generación de este tipo de tecnología aumenta del 11,5% (escenario base) a un 26,7%. A su vez, el carbón disminuye de un 45,7% a un 31,7%. Los demás tipos de tecnologías no presentan grandes cambios.

Respecto a los factores de planta presentados, la centrales carboneras aumentan su valor a un 87,6% y las plantas a gas natural licuado disminuyen a un 28,4%, diferencias en comparación al escenario base.

La generación se ve reflejada en los ingresos por venta de energía, donde el carbón posee el 31,0%, GNL 29,9%, Embalse 11,4 y pasada 11,3%. Las ERNC tienen cambios menores respecto al escenario base, debido a que en el plan de obras sólo se desplazan las centrales carboneras por GNL al aumentar el impuesto de emisiones de CO₂.

El ingreso por potencia también sufre cambios importantes respecto a las dos tecnologías de interés: GNL y carbón, donde el primero aumenta un 11,7% y el carbón disminuye un 10,0%. El 2,0% restante es provocado al disminuir las centrales de pasada, ya que el escenario base contempla 3 obras de 1.320 MW más que el escenario 2, lo que simula la entrada de obras como HidroAysén, Cuervo, Neltume, entre otras posible. Éstas no fueron necesarias agregar en el plan de obras del escenario 2 para obtener los costos marginales esperados.

Cantidad de emisiones de CO₂, costo asociado, costo de inversión y operación

En la siguiente tabla, se adjuntan por tecnología: las emisiones de CO₂, los costos asociados al impuesto de emisiones, de inversión y operación del escenario 2.

Escenario 2				
Tecnología	Emisiones CO ₂ [Ton]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo de Operación [MUS\$]	Costo Emisiones [MUS\$]
Pasada	-	\$ 996	\$ 0	\$ 76
Carbón	1,036,828,005	\$ 0	\$ 47,274	\$ 12,109
Fotovoltaica	-	\$ 210	\$ 0	\$ 30
GNL	434,906,498	\$ 12,994	\$ 70,264	\$ 5,331
Embalse	-	\$ 0	\$ 0	\$ 75
Termosolar	-	\$ 0	\$ 0	\$ 2
Serie	-	\$ 192	\$ 0	\$ 34
Diésel	4,262,682	\$ 0	\$ 989	\$ 28
Biomasa	-	\$ 0	\$ 2,149	\$ 14
Geotérmica	-	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Eólica	-	\$ 3,105	\$ 0	\$ 25
Total	1,475,997,185	\$ 17,497	\$ 120,676	\$ 17,723

Tabla 22: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO₂ por tecnología- Escenario 2.

Con el aumento del impuesto a 14 US\$/ton al año 2030 y la entrada de generación a gas natural en vez de carbón, se produce una disminución de 229 millones de toneladas emitidas de CO₂, efecto positivo desde el punto de vista ambiental.

Por recaudación fiscal se duplica el valor en el período de evaluación, los costos de operación se encarecen en un 18,4% y el costo de inversión disminuye un 81,0%, en comparación al escenario base.

El plan de obras contempla un 37,0% de potencia instalada en GNL y un 13,5% en unidades carboneras, porcentajes que no se reflejan en las emisiones de CO₂: el 70,2% fueron expulsadas por la producción a carbón, el 29,5% por GNL y sólo el 0,3% por las diésel. Las centrales hidráulicas, fotovoltaicas y eólicas no provocan emisiones, y las biomasas no se consideran.

El costo de operación aumenta un 18,4% respecto al escenario base, provocado porque el combustible gas natural es menos económico que el carbón. Este gasto es asumido por centrales GNL es de un 58,2% y de 39,2% de las carboneras.

A su vez, el costo de inversión disminuye un 81,0% respecto al escenario carbonero, producto que una central de gas natural licuado es más barato de construir en comparación a una carbonera. Los 17.497 millones de dólares de inversión se distribuyen

74,3% en centrales GNL, 17,7% en eólicas 5,7% en pasada, 1,2% en fotovoltaicas y 1,1% en serie, ratificándose la planificación en base a la tecnología de gas natural para éste escenario.

La recaudación del fisco producto del impuesto de emisiones de dióxido de carbono, aumenta un 11,4% el costo no operacional para el sistema, siendo un 98,6% pagado por las centrales térmicas carboneras, GNL y diésel, y un 1,4% por el resto de las generadoras.

El costo del sistema aumenta un 9,8% respecto al escenario base, pero se disminuyen en un 13,4% las emisiones totales de CO₂.

Precio estimado para próximas licitaciones

A continuación se adjunta el valor anual esperado para módulos energéticos en [GWh/año] y el precio en [USD/MWh] respectivo, de los flujos de caja realizados para el portafolio de 2.500 [MW] en el escenario 2.

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	10	-\$ 701	-\$ 1,353	-\$ 2,490	-\$ 5,302	-\$ 10,950	-\$ 29,358	-\$ 69,703	-\$ 111,645
	20	-\$ 701	-\$ 1,229	-\$ 2,101	-\$ 3,974	-\$ 7,011	-\$ 14,923	-\$ 46,801	-\$ 80,275
	30	-\$ 701	-\$ 1,105	-\$ 1,729	-\$ 2,950	-\$ 4,567	-\$ 7,023	-\$ 24,965	-\$ 49,585
	40	-\$ 701	-\$ 980	-\$ 1,399	-\$ 2,145	-\$ 2,968	-\$ 3,945	-\$ 7,126	-\$ 20,706
	50	-\$ 701	-\$ 856	-\$ 1,088	-\$ 1,475	-\$ 1,862	-\$ 2,249	-\$ 3,064	-\$ 3,942
	60	-\$ 701	-\$ 732	-\$ 778	-\$ 892	-\$ 1,007	-\$ 1,130	-\$ 1,429	-\$ 1,786
	70	-\$ 701	-\$ 608	-\$ 519	-\$ 390	-\$ 320	-\$ 296	-\$ 311	-\$ 347
	80	-\$ 701	-\$ 502	-\$ 259	\$ 50	\$ 269	\$ 437	\$ 758	\$ 1,076
	90	-\$ 701	-\$ 398	-\$ 20	\$ 449	\$ 811	\$ 1,150	\$ 1,825	\$ 2,495
	100	-\$ 701	-\$ 294	\$ 200	\$ 828	\$ 1,346	\$ 1,862	\$ 2,889	\$ 3,911
	110	-\$ 701	-\$ 191	\$ 420	\$ 1,185	\$ 1,880	\$ 2,574	\$ 3,953	\$ 5,325
	120	-\$ 701	-\$ 87	\$ 629	\$ 1,542	\$ 2,414	\$ 3,283	\$ 5,014	\$ 6,738
	130	-\$ 701	\$ 17	\$ 822	\$ 1,899	\$ 2,948	\$ 3,993	\$ 6,075	\$ 8,149

Tabla 23: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 2.

Se observa que el valor mínimo a ofertar se encuentra entre 70 y 90 [US\$/MWh] con un módulo anual entre 2.500 y 10.000 [GWh].

Realizando un análisis más detallado (Anexo K), se observa que valor mínimo a ofertar es de 74,0 [US\$/MWh] con 5.000 [GWh/año], utilizando el VAN como variable de referencia. Sin embargo, a la hora de tomar en cuenta un TIR de 5%,0, el valor esperado

es de 81,0 [US\$/MWh] con 5.000 [GWh/año], valor que corresponde al 8,0% de la demanda residencial proyectada en los años de estudio.

A su vez, utilizando el mismo criterio, la unidad generadora fotovoltaica ofertaría un precio de 65,2 [USD/MWh] con 250 [GWh/año] en el bloque solar. Valor 1,1% más caro que el posible ofertado en el escenario 1.

El portafolio de 2.500 [MW] ofertaría un precio 8,0% más elevado que el escenario base, aumento provocado por el impuesto de emisiones de CO₂. A su vez, el portafolio de la unidad fotovoltaica tendría un precio de oferta 1,6% más caro.

4.4.4. Escenario 3

Costos Marginales

A continuación se presenta el costo promedio anual del sistema y los costos marginales anuales de algunas barras principales del sistema, para cada año del período de estudio, en el caso en que se aumenta el costo del impuesto de emisiones de CO₂ a 30 [US\$/Ton CO₂], razón por la cual se utilizan tecnologías ERNC para ajustar el costo marginal en el largo plazo.

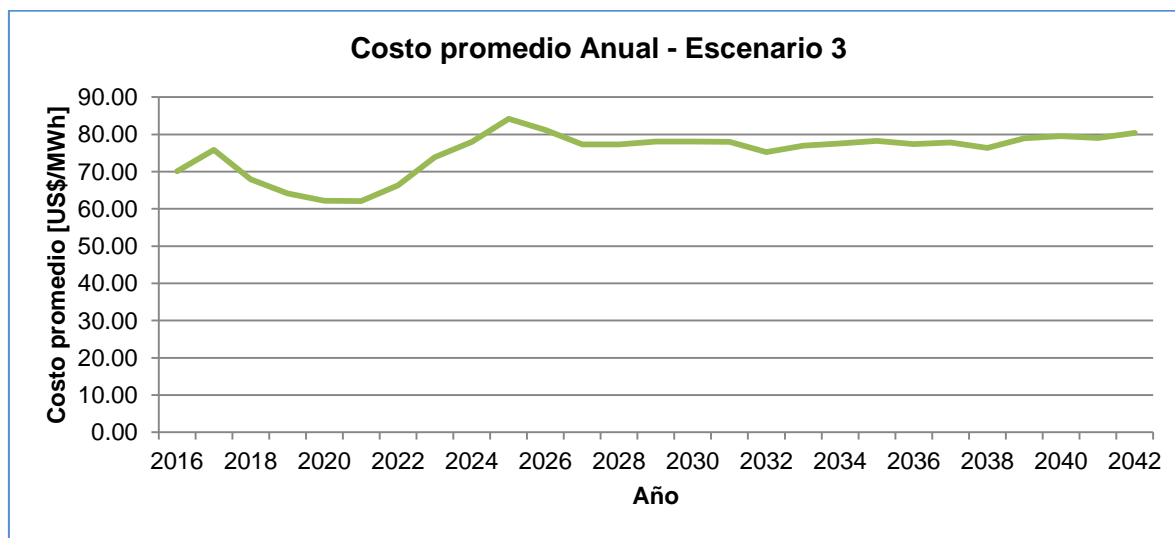


Figura 11: Costo promedio anual – Escenario 3.

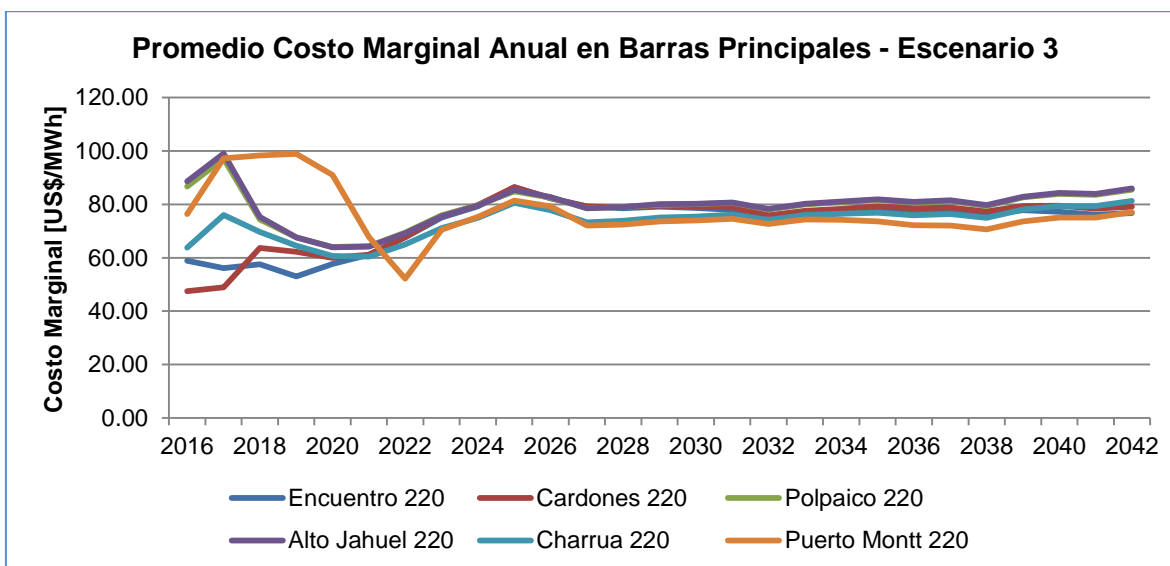


Figura 12: Promedio costo marginal anual en barras principales – Escenario 3.

Se observa que el costo marginal promedio anual presenta un descenso producto de las obras de generación que entran en operación entre 2016 y 2019, de forma similar a lo que ocurrió en el escenario 1 y 2. Sin embargo, los valores en cada uno de los años del período son levemente menores al compararlos con ellos.

El costo marginal tiende a estabilizarse en 80 [US\$/MWh] en el largo plazo, valor obtenido a tener un plan de obras rico en ERNC, las que desplazan a las centrales térmicas al considerar un aumento importante del impuesto de emisiones de CO₂.

Con respecto al costo marginal promedio anual en las barras principales, se presentan desacoples en los primeros años entre las distintas barras del sistema, los que se solucionan con la entrada en operación de los proyectos de transmisión en las distintas zonas geográficas del SIC, además de la entrada de la interconexión SING-SIC. No obstante, los valores decrecen en todos los años en comparación con el escenario 1 y escenario 2.

Generación e Ingresos de los generadores

En esta sección se presentan la generación e ingresos para los distintos tipos de tecnologías utilizados en el plan de obras del escenario 3, donde se aplica un impuesto creciente de 5 a 30 dólares por tonelada de CO₂ emitida, desde el año 2017 al 2030, manteniendo fijo el valor del año 2030 en el futuro.

Escenario 3				
Tecnología	Generación [GWh]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [MUS\$]	Ingresos por venta de potencia [MUS\$]
Pasada	560,261	40.7%	\$ 40,642	\$ 8,983
Carbón	913,541	81.3%	\$ 69,128	\$ 11,248
Fotovoltaica	226,976	14.7%	\$ 23,793	\$ 1,964
GNL	261,678	15.2%	\$ 23,996	\$ 11,589
Embalse	369,598	45.4%	\$ 25,500	\$ 6,808
Termosolar	367,724	15.2%	\$ 70,235	\$ 6,551
Serie	172,107	55.7%	\$ 11,988	\$ 2,572
Diésel	19,226	1.8%	\$ 1,935	\$ 12,513
Biomasa	62,973	67.9%	\$ 5,087	\$ 939
Geotérmica	19,184	17.9%	\$ 1,392	\$ 227
Eólica	145,627	17.1%	\$ 9,850	\$ 1,065
Total	3,118,895	27.4%	\$ 283,546	\$ 64,459

Tabla 24: Generación e ingresos por tecnologías – Escenario 3.

El plan de obras de generación de este escenario contempla gran cantidad de instalación de centrales ERNC, desplazando a las GNL y carboneras en el largo plazo. La generación carbonera desciende al 29,3%, 2,4% menos que el escenario 2 y un 16,4% menos que el escenario 1 (igual que el escenario base). La generación GNL, a su vez, disminuye su generación al 8,4%, 3,1% menos que el escenario 1 y un 18,3% menos que el escenario 2.

Producto del desplazamiento de este tipo de tecnologías, provocado por el alto costo del impuesto de emisiones, existe un fuerte aumento en la generación ERNC, donde la tecnología termosolar llega a un 11,8%, la fotovoltaica aumenta a un 7,3% y eólica a un 4,7%, incremento notorio respecto a los escenarios anteriores. Además, se agregó la tecnología Geotérmica, la cual genera un 0,6% respecto del total.

Respecto a los factores de planta, las centrales carboneras presentan un factor de 81,3%, teniendo un despacho alto en este tipo de tecnología, a su vez las GNL disminuyen notoriamente a un 15,2% provocado por la entrada de las centrales ERNC.

Las unidades generadoras termosolar tienen un 24,8% de los ingresos por venta de energía, porcentaje duplicado de la generación de las mismas. Este efecto es producto a la facultad de almacenamiento de energía durante los bloques solares que posee la tecnología termosolar, para luego ser despachada en los bloques no solares, donde los marginales son de valores más elevados, como por ejemplo en los bloques de punta.

Los demás ingresos por venta de energía son proporcionales a la generación de cada tecnología, con un 24% del carbón, 14% de pasada, 9% los embalses y 8% de las

fotovoltaicas, que poseen gran cambio respecto a los escenarios anteriores, debido al incentivo de utilizar en este tipo de tecnologías en vez de las centrales térmicas, al tener un alto costo del impuesto de emisiones.

La tecnología termosolar tiene un 10,2% de los ingresos por venta de potencia, dada su facultad de entregar potencia en horarios de demanda punta. Las unidades térmicas siguen siendo las que se llevan el mayor reparto de los ingresos por éste concepto, según el método explicado en la metodología de esta memoria. Los ingresos por concepto de potencia se reparten de la siguiente forma: diésel 19,4%, GNL 18,0%, carbón 17,4%, pasada 13,9% y embalse 10,6%. El 10% restante se lo reparten entre las eólicas, geotérmicas, biomasas, series y fotovoltaicas.

Cantidad de emisiones de CO₂, costo asociado, costo de inversión y operación

En la siguiente tabla, se adjuntan por tecnología: las emisiones de CO₂, los costos asociados al impuesto de emisiones, de inversión y operación del escenario 3.

Escenario 3				
Tecnología	Emisiones CO ₂ [Ton]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo de Operación [MUS\$]	Costo Emisiones [MUS\$]
Pasada	-	\$ 11,563	\$ 0	\$ 119
Carbón	953,044,216	\$ 0	\$ 42,921	\$ 21,518
Fotovoltaica	-	\$ 9,330	\$ 0	\$ 48
GNL	138,220,151	\$ 5,194	\$ 18,715	\$ 3,113
Embalse	-	\$ 0	\$ 0	\$ 64
Termosolar	-	\$ 52,500	\$ 0	\$ 86
Serie	-	\$ 192	\$ 0	\$ 31
Diésel	3,597,734	\$ 0	\$ 872	\$ 26
Biomasa	-	\$ 0	\$ 2,016	\$ 12
Geotérmica	-	\$ 3,055	\$ 0	\$ 5
Eólica	-	\$ 5,644	\$ 0	\$ 30
Total	1,094,862,101	\$ 87,478	\$ 64,524	\$ 25,052

Tabla 25: CI, CO, CE y cantidad de emisiones de CO₂ por tecnología- Escenario 3.

Con el aumento del impuesto a 30 US\$/ton al año 2030 y el reemplazo de las centrales a carbón y GNL por unidades generadoras eólicas, fotovoltaicas, geotérmicas y termosolares, se produce una disminución de 610 y 381 millones de toneladas emitidas de CO₂, en comparación a los escenarios 1 (o base) y 2, respectivamente, efecto muy positivo desde el punto de vista ambiental.

El 87,0% de las emisiones son producto de la generación a carbón, el 12,6% del gas natural licuado y el 0,3% producto de las diésel. Las centrales hidráulicas, fotovoltaicas,

termosolares, geotérmicas y eólicas no producen emisiones, y las biomásas no se consideran para este cálculo.

A su vez, la recaudación fiscal aumenta 3 y 1,4 veces en comparación a los escenarios 1 y 2 respectivamente, producto que el aumento del impuesto desplaza a las centrales térmicas por tecnologías ERNC, pero aumenta la recaudación por su alto costo en comparación a los casos anteriores.

El costo no operación de acuerdo al del impuesto de emisiones de CO₂, es financiado en 98,4% por las centrales térmicas y en un 1,6% por el resto de las generadoras.

El costo de operación disminuye en un 37% y 47% respecto a los escenarios 1 y 2, de acuerdo al cambio en el plan de obras de generación provocado por el aumento del valor del impuesto de emisiones.

Por otra parte, el costo de inversión aumenta considerablemente respecto a los escenarios anteriores, siendo 2,7 y 5 veces mayor que los escenarios 1 y 2, respectivamente.

Considerando estos costos a nivel sistemático, se tiene que la proyección de operación del sistema, incluyendo el valor del impuesto, el costo de operación e inversión es mayor en comparación con los escenarios 1 y 2.

Precio estimado para próximas licitaciones

A continuación se adjunta el valor anual esperado para módulos energéticos en [GWh/año] y el precio en [USD/MWh] respectivo, de los flujos de caja realizados para el portafolio de 2.500 [MW] en el escenario 3.

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	1250	3750	5000	6250	7500	8750	10000
Precio [USD / MWh]	10	-\$ 3,456	-\$ 6,545	-\$ 35,254	-\$ 52,301	-\$ 69,953	-\$ 87,665	-\$ 105,377	-\$ 123,088
	20	-\$ 3,456	-\$ 5,543	-\$ 24,279	-\$ 37,375	-\$ 50,594	-\$ 64,138	-\$ 77,928	-\$ 91,719
	30	-\$ 3,456	-\$ 4,755	-\$ 13,432	-\$ 22,802	-\$ 32,203	-\$ 41,640	-\$ 51,117	-\$ 60,640
	40	-\$ 3,456	-\$ 4,129	-\$ 6,529	-\$ 8,868	-\$ 14,191	-\$ 19,939	-\$ 25,688	-\$ 31,436
	50	-\$ 3,456	-\$ 3,639	-\$ 4,076	-\$ 4,344	-\$ 4,643	-\$ 4,991	-\$ 5,446	-\$ 6,039
	60	-\$ 3,456	-\$ 3,248	-\$ 2,875	-\$ 2,706	-\$ 2,556	-\$ 2,429	-\$ 2,333	-\$ 2,256
	70	-\$ 3,456	-\$ 2,903	-\$ 2,032	-\$ 1,718	-\$ 1,459	-\$ 1,229	-\$ 1,011	-\$ 793
	80	-\$ 3,456	-\$ 2,592	-\$ 1,379	-\$ 951	-\$ 554	-\$ 158	\$ 236	\$ 631
	90	-\$ 3,456	-\$ 2,288	-\$ 812	-\$ 236	\$ 338	\$ 910	\$ 1,481	\$ 2,050
	100	-\$ 3,456	-\$ 2,028	-\$ 275	\$ 477	\$ 1,228	\$ 1,975	\$ 2,722	\$ 3,467
	110	-\$ 3,456	-\$ 1,768	\$ 261	\$ 1,189	\$ 2,116	\$ 3,040	\$ 3,961	\$ 4,882
	120	-\$ 3,456	-\$ 1,543	\$ 795	\$ 1,901	\$ 3,002	\$ 4,102	\$ 5,199	\$ 6,296
	130	-\$ 3,456	-\$ 1,322	\$ 1,329	\$ 2,610	\$ 3,889	\$ 5,163	\$ 6,437	\$ 7,707

Tabla 26: VAN en MUSD para módulos ofertados en una siguiente licitación de energía – Escenario 3.

Se observa que el valor mínimo a ofertar se encuentra entre 70 y 90 [US\$/MWh] con un módulo anual entre 6.250 y 10.000 [GWh].

Realizando un análisis más detallado (Anexo K), se observa que valor mínimo a ofertar es de 86,0 [US\$/MWh] con 2.000 [GWh/año], utilizando el VAN como variable de referencia. Sin embargo, a la hora de tomar en cuenta un TIR de 5,0%, el valor esperado es de 89,0 [US\$/MWh] con 1.750 [GWh/año].

A su vez, utilizando el mismo criterio, la unidad generadora fotovoltaica ofertaría un precio de 67,4 [USD/MWh] con 250 [GWh/año] en el bloque solar. Valor 4,5% más caro que el posible ofertado en el escenario 1.

El portafolio de 2.500 [MW] ofertaría un precio 14,7% más elevado que el escenario base, aumento provocado por el impuesto de emisiones de CO₂. A su vez, el portafolio de la unidad fotovoltaica tendría un precio de oferta 5,0% más caro.

4.5. Análisis de costos

Puesto que uno de los objetivos de esta memoria de título fue calcular el costo de operación de diferentes tipos de tecnología de generación con la inclusión del impuesto, se calculó el costo total de operación por tecnología, es decir, la suma del costo de operación e inversión más el del gravamen de emisiones de CO₂.

Costo total de operación por tecnología [MUS\$]				
	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Pasada	\$ 14,484	\$ 14,499	\$ 10,071	\$ 20,681
Carbón	\$ 107,532	\$ 114,951	\$ 74,182	\$ 79,239
Fotovoltaica	\$ 5,295	\$ 5,302	\$ 5,325	\$ 14,253
GNL	\$ 33,269	\$ 34,118	\$ 93,218	\$ 31,652
Embalse	\$ 14,303	\$ 14,318	\$ 14,378	\$ 14,367
Termosolar	\$ 550	\$ 551	\$ 552	\$ 53,136
Serie	\$ 4,339	\$ 4,346	\$ 4,373	\$ 4,370
Diésel	\$ 4,539	\$ 4,558	\$ 4,683	\$ 4,564
Biomasa	\$ 3,222	\$ 3,224	\$ 3,261	\$ 3,127
Geotérmica	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 3,060
Eólica	\$ 6,053	\$ 6,057	\$ 6,078	\$ 8,622
Total	\$ 193,586	\$ 201,923	\$ 216,123	\$ 237,071

Tabla 27: Costo total de operación para los tres escenarios.

Al dividir este valor por la generación de cada tipo de tecnología se puede desprender el costo de operación por unidad de generación, el cual se adjunta en la siguiente tabla para cada uno de los escenarios de simulación:

Costo medio de operación por unidad de generación [USD/MWh]				
	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Pasada	\$ 35.21	\$ 35.25	\$ 27.62	\$ 36.91
Carbón	\$ 75.55	\$ 80.77	\$ 75.34	\$ 86.74
Fotovoltaica	\$ 32.49	\$ 32.54	\$ 32.68	\$ 62.80
GNL	\$ 92.67	\$ 95.03	\$ 112.50	\$ 120.96
Embalse	\$ 37.52	\$ 37.56	\$ 37.25	\$ 38.87
Termosolar	\$ 47.63	\$ 47.67	\$ 47.83	\$ 144.50
Serie	\$ 25.17	\$ 25.21	\$ 25.37	\$ 25.39
Diésel	\$ 219.45	\$ 220.34	\$ 235.35	\$ 237.37
Biomasa	\$ 49.31	\$ 49.35	\$ 49.53	\$ 49.65
Geotérmica	-	-	-	\$ 159.50
Eólica	\$ 56.02	\$ 56.05	\$ 56.26	\$ 59.21

Tabla 28: Costo de operación por unidad de generación para los tres escenarios.

Teniendo en cuenta estos resultados, se observa que al incrementar el costo de emisiones, el costo de operación por unidad de generación de las centrales fotovoltaicas, a gas natural licuado, serie, diésel y biomasa aumenta.

Las centrales a diésel, biomasa y serie aumentan al elevar el impuesto de emisiones de CO₂. Los parques fotovoltaicos tienen el mismo comportamiento, sin embargo en el

escenario 3 se tiene un costo medio muy elevado en comparación con los tres escenarios. Esto ocurre, ya que se considera la generación total de éste tipo de tecnología en los 26 años de estudio y se consideran 2.775 [MW] instalados para después del año 2030, razón por la cual la generación total de éste tipo de tecnología no se alcanza a remunerar en su totalidad. Situación similar ocurre con las centrales termosolares.

Al comparar el escenario base con el escenario 1, todas las tecnologías aumentan su costo de operación en consecuencia del valor del impuesto de emisiones de CO₂. Similar situación ocurre entre el escenario 2 y 3, donde el alto valor del impuesto del último caso de estudio, afecta el costo de operación de todas las tecnologías.

Sin embargo, para el escenario 2 no se cumple esta lógica en un 100%, debido a que las centrales de pasada, carbón y embalse disminuyen su costo total de operación.

Para las centrales de pasada este suceso se debe a que en el escenario 1 se considera la entrada de tres centrales, las que tienen un costo de inversión elevado, lo cual provoca un aumento en la generación de las mismas, pero al realizar la sumatoria, el costo es mayor. En el escenario 3 influye el costo del impuesto de emisiones de CO₂ y el costo de inversión de los 3.341 [MW] que considera este plan en centrales de éste tipo.

En el caso de las centrales a carbón ocurre una situación similar a las centrales de pasada, debido a que el escenario 1 (o base) considera un gran número de éste tipo de generadores. A su vez, el escenario 3 presenta un costo medio elevado por el aumento del impuesto de emisiones de CO₂.

Situación distinta ocurre con los embalses, teniendo una disminución muy baja en el escenario 2, en comparación al 1. Suceso que puede ocurrir por el promedio hidrológico utilizado para el mismo. De todas formas, en el escenario 3 se aprecia un notorio aumento producto del valor del impuesto considerado en el mismo.

4.6. Emisiones por hidrología

Como un apartado de los objetivos planteados, se analizaron las emisiones de CO₂ por hidrología para cada uno de los escenarios evaluados en esta memoria:

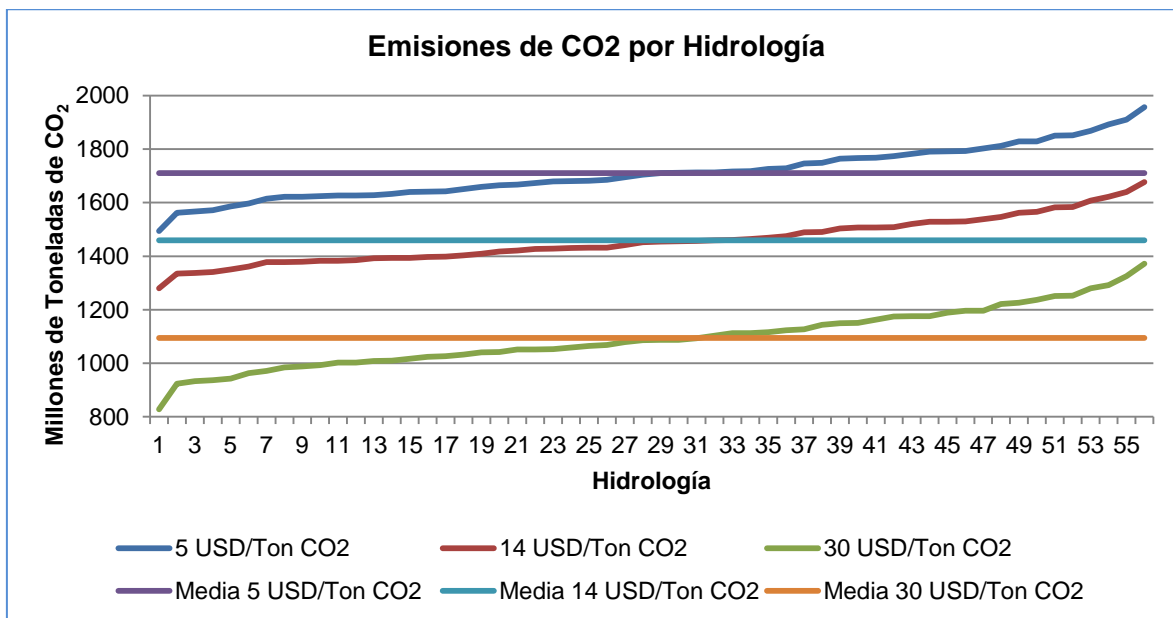


Figura 13: Emisiones de CO₂ por hidrología– Escenarios 1, 2 y 3.

De las 56 hidrologías simuladas con el software OSE2000, 29 arrojan menores cantidades de emisiones de CO₂ que la media en el escenario 1 (5 USD/Ton CO₂), y 31 en los escenarios 2 (14 USD/Ton CO₂) y 3 (30 USD/Ton CO₂).

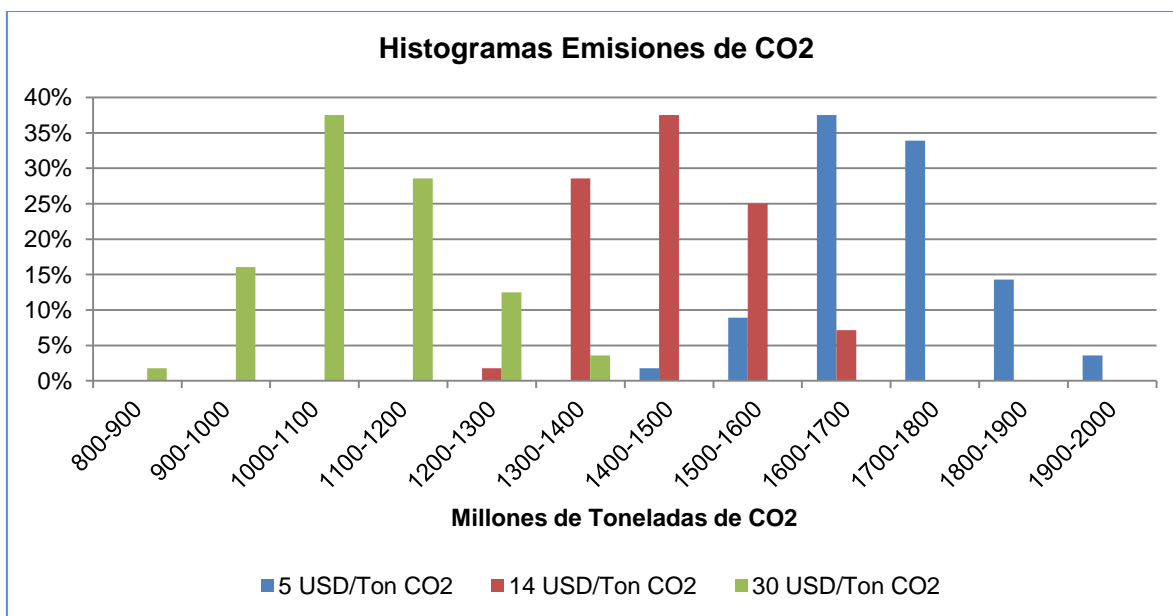


Figura 14: Histogramas de emisiones de CO₂ por hidrología– Escenarios 1, 2 y 3.

El histograma muestra que las emisiones se pueden desplazar entre los 800 y 2.000 millones de Toneladas si se consideran los tres escenarios de evaluación.

Sin embargo, el escenario 5 USD/Ton CO₂ arroja emisiones entre los 1.400 y 2.000 [MTon CO₂]; el escenario 14 USD/Ton CO₂ entre 1.200 y 1.700 [MTon CO₂]; y el escenario 30 USD/Ton CO₂ entre 800 y 1.400 [MTon CO₂].

Con esta herramienta se puede realizar un análisis mucho más específico del impacto del gravamen de emisiones de CO₂ en un futuro estudio, dado que la hidrología influye notoriamente en un SEP hidrotérmico como el SEN.

Otro posible análisis de realizar, es localizar las regiones y comunas donde mayormente se emite CO₂, donde evaluando el escenario base se observó que la más afectada es la Región de Antofagasta en la comuna de Mejillones.

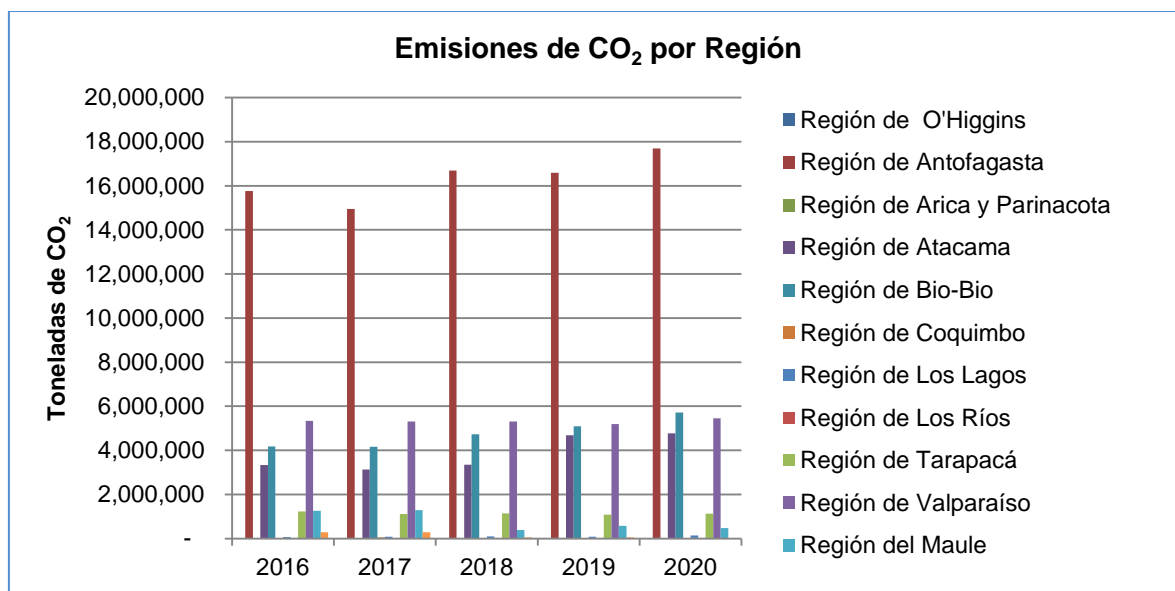


Figura 15: Emisiones de CO₂ por Región – Escenario base.

5. CONCLUSIONES

Se presentó un modelo de optimización integrado para definir la operación económica de un SEP, junto al cálculo de emisiones de CO₂ que se liberan al medio ambiente consecuencia del funcionamiento de las centrales que utilizan combustibles fósiles para operar. Se consideraron las instalaciones térmicas, hidráulicas y ERNC, que contiene la matriz energética del SEN, además de las planteadas en tres escenarios de simulación con el fin de establecer tecnologías que incentiven la inversión.

El objetivo general de esta memoria de título: Analizar el futuro impacto económico del impuesto de CO₂ en el mercado eléctrico chileno, para las diferentes tipos de tecnologías de generación y licitaciones próximas, fue resuelto mediante escenarios estudiados, en los cuales se especificó en detalle el costo de operación de las diferentes tecnologías de generación, con la inclusión del impuesto de CO₂. Además, se analizaron los ingresos de todas las unidades generadoras del SEN.

También se realizaron sensibilidades en los costos de operación e ingresos de las diferentes tecnologías de generación al aumentar el precio del gravamen. Finalmente, se estimó el futuro comportamiento del precio ofertado por los generadores del mercado eléctrico actual, en futuras licitaciones de energía, una vez aplicado el impuesto de CO₂.

Un impuesto de 5 [USD/Ton CO₂] no genera cambios en la planificación del sistema eléctrico en el largo plazo, debido a que no desplaza la tecnología carbonera por gas natural u otra más económica al analizar los costos de desarrollo. Por esta razón, el plan de obras de generación utilizado es el mismo que para el escenario base.

Con un impuesto de 14 [USD/Ton CO₂] el costo de desarrollo de la generación carbonera se encarece más que la tecnología GNL, razón por la cual se reemplazan las centrales a carbón por centrales a gas natural licuado en el plan de obras de generación.

Al aplicar un impuesto de 30 [USD/Ton CO₂] el costo de desarrollo de la generación carbonera y GNL se encarece aún más que en el escenario 2, razón por la cual se utilizaron centrales geotérmicas y termosolares en reemplazo de las térmicas mencionadas.

	Generación [GWh]	Ingresos por venta de energía [MUS\$]	Ingresos por venta de potencia [MUS\$]
Escenario base	3,115,779	\$ 265,210	\$ 64,009
Escenario 1	3,115,779	\$ 265,210	\$ 64,009
Escenario 2	3,104,612	\$ 272,114	\$ 67,882
Escenario 3	3,118,895	\$ 283,546	\$ 64,459

Tabla 29: Resumen generación e ingresos por escenario.

Los cuatro escenarios presentaron valores similares en cuanto a la generación total del sistema, teniendo nula diferencia entre el base y escenario 1; 0,4% entre los escenarios 1 y 2; 0,1% entre los escenarios 1 y 3; y 0,5% entre los escenarios 2 y 3. Revalidando que la demanda considerada en cada caso de simulación fue la misma y estas desigualdades se deben a los distintos puntos de inyección de la generación según el caso evaluado.

Sin embargo, los porcentajes de generación por tecnología son claramente distintos, donde las centrales carboneras son las que mayor participación tienen, debido al bajo costo operacional y la cantidad de centrales en operación de este tipo de tecnología existentes en la actualidad. Detrás de ella viene la generación de las centrales de pasada, embalse y GNL, según el escenario evaluado. Las unidades de embalse mantienen una generación similar entre los escenarios de simulación, ya que, no se agregó ni una obra nueva de este tipo.

Por otra parte, las centrales de pasada tienen un porcentaje mayor en el primer y tercer escenario, debido a la inclusión de posibles proyectos en el futuro. A su vez la GNL tiene un gran aumento en el escenario 2 acortando la diferencia con las carboneras, debido a que el plan de obra de éste considera diez centrales de este tipo en el largo plazo.

Los ingresos por venta de energía al mercado spot están relacionados directamente con la generación de cada central, observándose variaciones entre los escenarios 1 y 2 consecuencia de la diferencia entre las centrales carboneras y gas natural licuado, donde las carboneras tienen el 46,1% de los ingresos en el escenario 1 y 31,0% en el escenario 2. A su vez las GNL tienen un 13,3% y 29,9%, respectivamente de los ingresos por venta de energía.

Estos valores afirman que los supuestos considerados se cumplen, ya que, al incrementar el valor del impuesto a 14 [USD/Ton CO₂], se desplaza la tecnología en base a carbón por gas natural licuado.

En el escenario 3, que contiene un alto valor de impuesto, se desplazan las centrales térmicas por las ERNC, obteniendo un 24,4% de los ingresos por venta de energía para las centrales carboneras y un 8,5% para las GNL. Centrales de pasada (14,3%) y ERNC (38.9%) entran en competencia directa, ratificando la intención del alto valor del impuesto.

Los ingresos por venta de energía al mercado spot de los distintos escenarios ratifican las intenciones de los supuestos: invertir de preferencia en gas natural por sobre centrales de carbón en el escenario 2 y desplazar a las térmicas en el 3. Los porcentajes de ingresos por venta energía de las unidades carboneras en el escenario 2 y 3, son de las centrales existentes hoy en día, considerando que se mantienen en el largo plazo.

En los ingresos por venta de potencia, las centrales convencionales son las que se llevan las ganancias mayores, como embalse, carbón, diésel y GNL.

Claramente el ingreso por venta de potencia no está asociado a la generación, sino que a las centrales que pueden aportar potencia en las horas punta, como ejemplo las centrales a diésel. Teniendo esto en cuenta y según la opinión del autor, debido al bajo o nulo porcentaje de despacho de algunas centrales de este tipo, aparenta que el método de remuneración no es el correcto, ya que se les paga aunque no entren en operación en ni un instante.

	Emisiones de CO ₂ [MTon]	Costo emisiones [MUS\$]	Costo de operación [MUS\$]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo del sistema [MUS\$]
Escenario base	1705	\$ 0	\$ 101,934	\$ 31,675	\$ 133,609
Escenario 1	1705	\$ 8,337	\$ 101,934	\$ 31,675	\$ 141,945
Escenario 2	1476	\$ 17,723	\$ 120,676	\$ 17,497	\$ 155,896
Escenario 3	1095	\$ 25,052	\$ 64,524	\$ 87,478	\$ 177,054

Tabla 30: Resumen emisiones y costos por escenario.

Se obtuvieron 1.705 millones de toneladas de CO₂ para el escenario base y 1, las que disminuyen en un 13,4% en el escenario GNL y un 35,8% en el escenario ERNC, resultados que clarifican que el aumento del impuesto disminuye las emisiones de CO₂.

Los costos del sistema del escenario base fueron 133.609 [MUS\$], los que producto del impuesto de emisiones de CO₂ aumentaron en un 6,2% en el escenario 1. A su vez, el costo de operación de las centrales a gas natural licuado y recaudación fiscal hace que el escenario 2 sea un 16,7% más caro que el caso base, consecuencia del aumento del impuesto a 14 [USD/ton CO₂].

Por otra parte, el tercer escenario muestra un aumento del costo del sistema en un 32,5%, respecto al escenario base y un 26,3% y 15,8% a los escenarios 1 y 2, respectivamente. Concluyendo que un valor mayor al impuesto provoca un matriz energética más limpia y un costo del sistema más elevado.

El cobro del impuesto, según las simplificaciones realizadas, es proporcional a la cantidad de emisiones de CO₂ y el traspaso a los retiros es despreciable si se observa de manera global. Razón por la cual las centrales carboneras, a gas natural y diésel son las que pagan mayormente el ingreso fiscal, con porcentajes de 99,4%; 98,6% y 98,4% para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente.

Calculados los posibles precios ofertados en las próximas licitaciones de energía al utilizar un portafolio de 2.500 [MW] con unidades de generación a carbón, GNL, fotovoltaica, eólica y de pasada, se observó que los precios suben con el aumento del impuesto, lo que ocurre producto del plan de obras y el impacto que tiene el costo del gravamen al aumentar su valor escenario a escenario.

Similar situación ocurrió al analizar un portafolio de una central fotovoltaica de 100 [MW], resultados que se sintetizan a continuación:

TIR = 5,0%	Precio [US\$/MWh]	Energía [GWh]	Aumento Precio [%]
Escenario base Portafolio 2.500 [MW]	75.0	5000	0.0%
Escenario 1 Portafolio 2.500 [MW]	76.0	5000	1.3%
Escenario 2 Portafolio 2.500 [MW]	81.0	5000	8.0%
Escenario 3 Portafolio 2.500 [MW]	86.0	7500	14.7%
Escenario base FV 100 [MW]	64.2	250	0.0%
Escenario 1 FV 100 [MW]	64.5	250	0.5%
Escenario 2 FV 100 [MW]	65.2	250	1.6%
Escenario 3 FV 100 [MW]	67.4	250	5.0%

Tabla 31: Precios ofertados en licitación según estimaciones realizadas.

El escenario 1 presentó un aumento en su precio ofertado, respecto al escenario base, consecuencia del pago del gravamen de emisiones de CO₂ que influye directamente en un contrato, puesto que se debe retirar energía en las barras de consumo.

El escenario 2 presentó un aumento aún mayor que el escenario 1, consecuencia del aumento del pago del gravamen de emisiones de CO₂ que influye directamente en un contrato, puesto que se debe retirar energía en las barras de consumo. Además, que el precio del sistema de este escenario es mayor que en el escenario 1.

El escenario 3 presentó el mayor precio ofertado, ya que, las centrales a gas natural y carboneras incluidas en el portafolio, son desplazadas por las ERNC, razón por la cual se debe recurrir al mercado spot para cumplir con los contratos, lo que afecta económicamente al portafolio propuesto, además del aumento del valor del impuesto, respecto a los casos de 5 USD/Ton CO₂ y 14 USD/Ton CO₂.

Es importante recalcar que el aumento del posible precio ofertado se debe a que el portafolio contiene 1.000 [MW] de tecnologías térmicas, las que afectan los costos no operacionales en un flujo de caja al subir el valor del impuesto que afecta directamente este análisis.

Los posibles precios ofertados por un portafolio de una unidad generadora fotovoltaica de 100 [MW], suben con el aumento del impuesto, pero en porcentajes bastante menores que los del portafolio de 2.500 [MW].

Éstos valores se dan porque una central fotovoltaica no genera emisiones de CO₂ y el único costo que aumenta es el del pago del gravamen de emisiones de CO₂ escenario a escenario, traspasado a los retiros para cumplir con el contrato.

Por otra parte, la disminución del precio ofertado, con respecto al primer portafolio evaluado, ocurrió porque los costos marginales en los bloques solares son los menores, variable que influye a la hora de determinar un precio de oferta.

Analizando los resultados de la licitación de suministro eléctrico del reciente 17 de agosto del 2016 que se adjudicaron ENDESA, WPD, Mainstream, entre otros, se observa que el posible precio ofertado obtenido en esta memoria de título es mucho mayor (el promedio de la licitación fue 47,594 [USD/MWh]).

Los resultados expuestos en éste estudio se obtuvieron a partir de valores unitarios expuestos por CNE en el ITPN de abril 2016, los que son más elevados que los presenta el mercado, como ejemplo al compararlos con los que proyecta "National Renewable Energy Laboratory" (NREL) del departamento de energía de Estados Unidos.

Comparación de valores unitarios que se muestra en la siguiente tabla:

Tecnología	Valor unitario [MUS\$/MW]	Valor unitario NREL [MUS\$/MW]	Diferencia
Carbón	\$ 3.00	\$ 4.00	33%
GNL-CC	\$ 1.30	\$ 1.00	-23%
Pasada	\$ 3.40	\$ 3.50	3%
Minihidro	\$ 3.20	\$ 3.00	-6%
Eólica	\$ 2.30	\$ 1.20	-48%
Solar FV	\$ 2.10	\$ 1.10	-48%
Geotérmica	\$ 6.50	\$ 5.00	-23%
Biomasa	\$ 2.70	\$ 2.20	-19%
Termosolar	\$ 5.00	\$ 3.50	-30%

Tabla 32: Comparación Valores unitarios de inversión expuestos por la CNE y NREL.

Se aprecia que todas las tecnologías a excepción del carbón y pasada, tienen un costo de inversión menor al utilizado en este estudio. Además tomando en cuenta las empresas que se adjudicaron bloques de suministro energético en la licitación, se observa que estas son en su totalidad empresas que apuestan por proyectos ERNC, con excepción de ENDESA, quien tiene un portafolio importante en el sector eléctrico.

Teniendo en cuenta estos resultados, se concluye que el impuesto aplicado tal y como lo dicta la RT no significa cambio alguno en la matriz energética, ya que su único impacto es en la recaudación fiscal al no generar cambios en la lista de prioridades del despacho económico de carga. Sin embargo, éste tendría un pequeño impacto en las licitaciones de energía, producto del traspaso del cobro del gravamen a los consumidores finales.

Una idea para provocar un real impacto en la matriz energética es incluir el cobro del impuesto en los costos variables de cada unidad generadora, lo que cambiaría notoriamente la lista de prioridades al aumentar el valor de mismo, pudiendo realizarse éste análisis en un futuro estudio.

ANEXOS

ANEXO A: RESUMEN EJECUTIVO

En este apartado se presenta un resumen de lo realizado en este estudio.

Problema

La problemática a resolver fue un despacho económico de largo plazo, donde se incluyó el costo no variable asociado a cada central que emite dióxido de carbono y tengan una potencia instalada de 50 o más Mega Watts, producto de la recaudación fiscal sobre el impuesto de emisiones de CO₂. Por otra parte, en el momento que una central se encuentra marginando queda exenta del pago del impuesto y el cobro de éste se traspasa a los retiros en ese instante. Se asume que éste costo se repartirá entre todas las unidades generadoras que se encuentran despachados en ese momento, asumiendo que la energía que generan está asociada a algún contrato, razón por la cual deben retirar energía.

El impuesto al carbono entrará en vigencia en el año 2017 y empezará a ser recaudado en 2018 según la Reforma Tributaria del año 2015 [1]. Para el análisis del impacto que éste provocará en el mercado eléctrico chileno, se propusieron como objetivos calcular ingresos para los distintos tipos de generadores del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los costos de operación de los mismos y estimación de próximas licitaciones de energía, una vez empiece a recaudarse el gravamen mismo.

Escenarios de evaluación

Para lograr este objetivo, se plantearon cuatro escenarios de evaluación, los cuales fueron analizados en el largo plazo para cumplir con uno de los propósitos de esta memoria: pronosticar los precios de oferta en futuras licitaciones de energía. Dicha esta razón, el período de análisis fue entre Abril del año 2016 hasta Marzo del año 2042.

El escenario base no consideró el impuesto de emisiones de CO₂ y se utilizó el plan de obras de generación propuesto por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el informe técnico definitivo de Abril del 2016 (ITPN Abril 2016). Se propuso un plan a largo plazo con el carbón como tecnología de referencia y un costo marginal de largo plazo en torno a los 90 [USD/MWh].

El escenario 1 consideró un valor de 5 [USD/ton CO₂] del impuesto de emisiones de CO₂, valor que no cambió la lista de prioridades al analizar el costo de desarrollo, razón por la cual se utilizó el mismo plan de obras que en el escenario base.

En el escenario 2 se aumentó el valor del impuesto de emisiones de 5 [USD/ton CO₂] a 14 [USD/ton CO₂], desde el año 2017 al 2030, respectivamente. El incremento desplaza las inversiones en tecnología carbonera por centrales a gas natural licuado, con la justificación que el costo nivelado del carbón se hace más caro que en GNL al aplicar 14 dólares por tonelada emitida de CO₂ (Ver tabla 52, Anexo G). El costo de desarrollo de una central a gas natural licuado está alrededor de 100 [USD/MWh], costo marginal de largo plazo que se ajustó para este escenario.

En el escenario 3 se aumentó el valor del impuesto de emisiones de 5 [USD/ton CO₂] a 30 [USD/ton CO₂] a contar desde el año 2017 al 2030, fecha que se mantiene fijo el último valor, con el fin de incentivar la inversión en fuentes renovables no convencionales en el largo plazo.

Dado estos supuestos para cada escenario, los respectivos planes de obras de generación quedan representados en la siguiente gráfica exponiendo la potencia instalada por tecnología para cada uno de ellos.

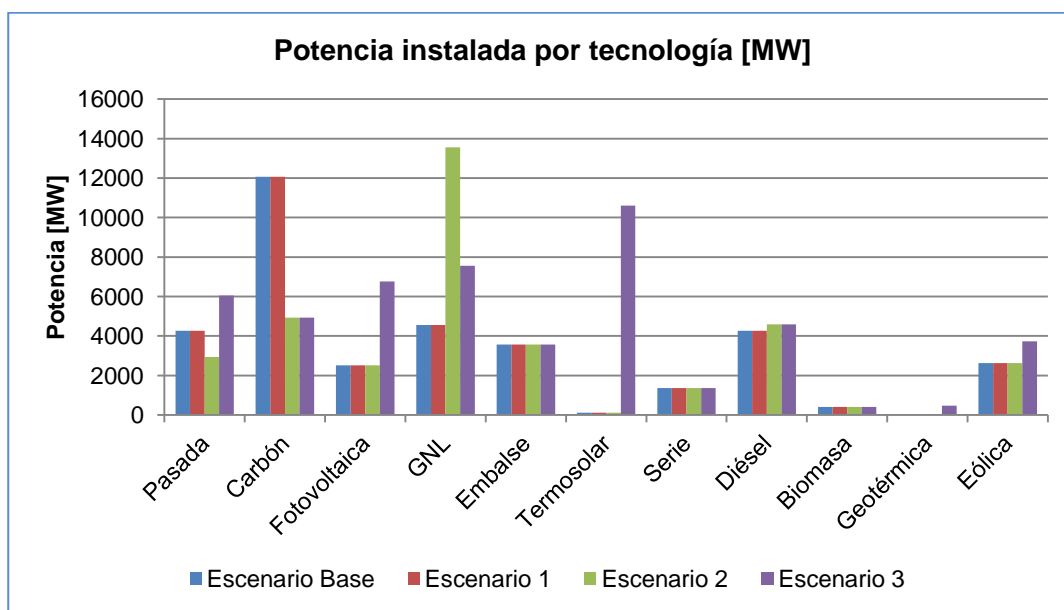


Figura 16: Comparación potencia instalada [MW] por tecnología para cada escenario.

Se observan diferencias entre los escenarios 1 y 2 en cuanto a la potencia instalada de unidades generadoras a carbón y gas natural licuado. A su vez, el escenario 3 tiene un claro incremento en tecnologías ERNC como termosolar, fotovoltaica, eólica y geotérmica.

Resultados

Costos Marginales

Luego del proceso de definición de escenarios de evaluación, se realizaron las simulaciones correspondientes junto a la ayuda del software OSE2000. Inicialmente, se ajustó el costo marginal de largo plazo esperado para los escenarios base, 1, 2 y 3, con valores 90, 90, 100 y 80 [USD/MWh], respectivamente.

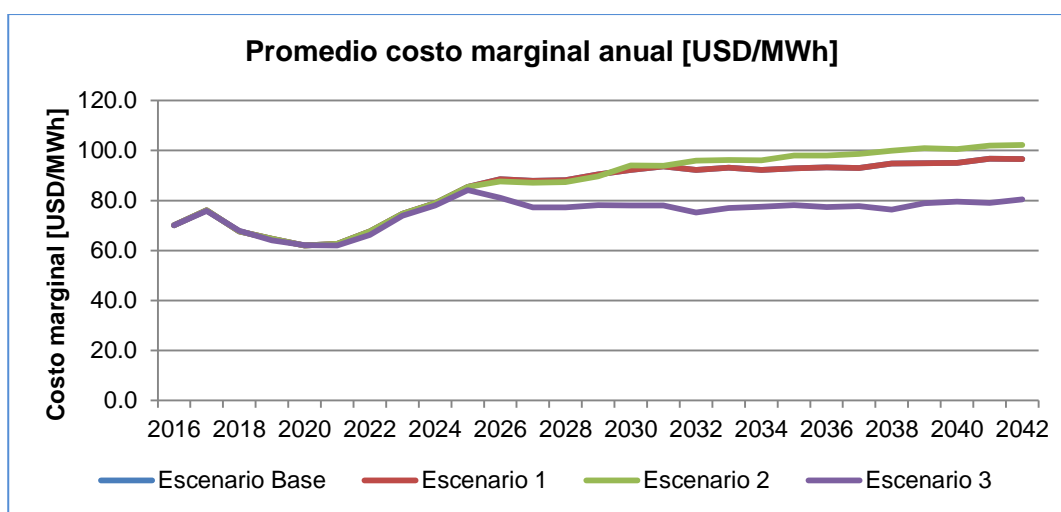


Figura 17: Comparación promedio costo marginal de los cuatro escenarios.

Generación

Obtenidos los costos marginales esperados, se procedió a calcular la generación por tecnología en la totalidad del período de simulación, resultados que se muestran en la siguiente figura:

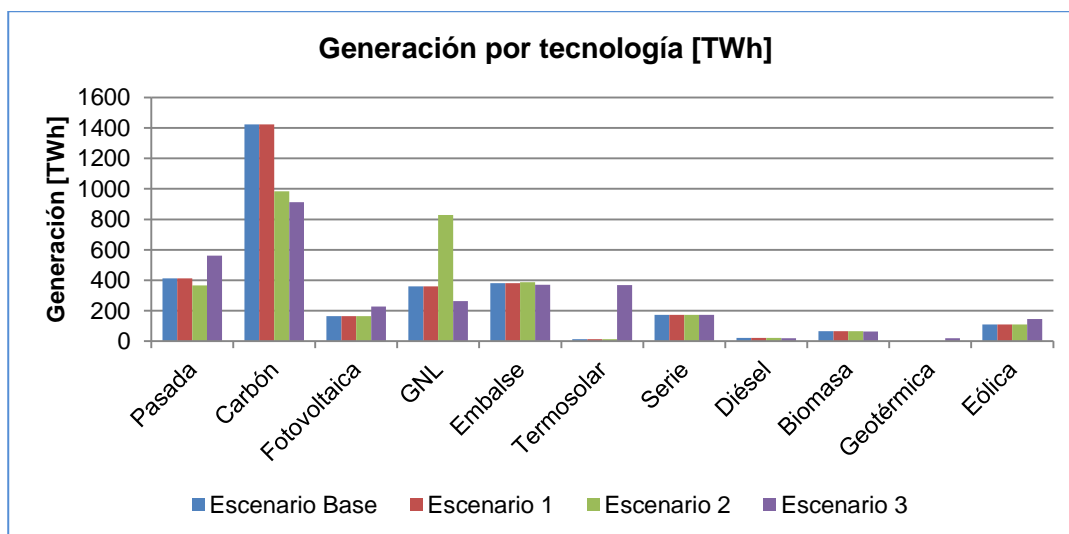


Figura 18: Generación por tecnología para cada escenarios de estudio.

Dado que el plan de obras de generación del escenario base fue idéntico al del escenario 1, los resultados de generación, ingresos por venta de energía y potencia al mercado spot, las emisiones de CO₂, costo de operación e inversión son exactamente iguales, siendo la única diferencia la recaudación fiscal a través del impuesto de emisiones de CO₂.

El escenario base contempla gran cantidad de centrales carboneras nuevas en el largo plazo, los resultados arrojan un 45,7% de generación proveniente de este tipo de tecnología, seguida por centrales de pasada (13,2%), embalse (12,2%) y gas natural licuado (11,5%). El porcentaje restante se distribuye en menor cantidad en los otros tipos de unidades generadoras.

El plan de obras de generación del escenario 2 contempla gran cantidad de instalación de centrales GNL en el largo plazo, la generación de este tipo de tecnología aumenta del 11,5% (escenario base) a un 26,7%. Por otro lado, el carbón disminuye del 45,7% a un 31,7%. Los demás tipos de tecnologías no presentan grandes cambios, como por ejemplo las centrales de pasada que disminuyen en 1% respecto al escenario base.

Por otra parte, el plan de obras de generación del escenario 3 contempla gran cantidad de instalación de centrales ERNC, desplazando a las GNL y carboneras en el largo plazo. La generación carbonera desciende al 29,3%, 2,4% menos que el escenario 2 y un 16,4% menos que el escenario base. La generación GNL, a su vez, disminuye su generación al 8,4%, 3,1% menos que el escenario base y un 18,3% menos que el escenario 2.

Producto del desplazamiento de este tipo de tecnologías, provocado por el alto costo del impuesto de emisiones, existe un fuerte aumento en la generación ERNC, donde la tecnología termosolar llega a un 11,8%, la fotovoltaica aumenta a un 7,3% y eólica a un 4,7%, incremento notorio respecto a los escenarios anteriores. Además, se agregó la tecnología geotérmica, la cual genera un 0,6% respecto del total.

Ingresos por venta de energía al mercado spot

En la siguiente figura, se adjuntan los ingresos por venta de energía al mercado spot. Se aprecia en el comportamiento gráfico que estos valores son proporcionales a la generación, la cual depende del punto de ubicación de cada central y el costo marginal asociado a la barra de inyección. Al ser este un estudio de largo plazo, las variaciones respecto a la generación son mínimas.

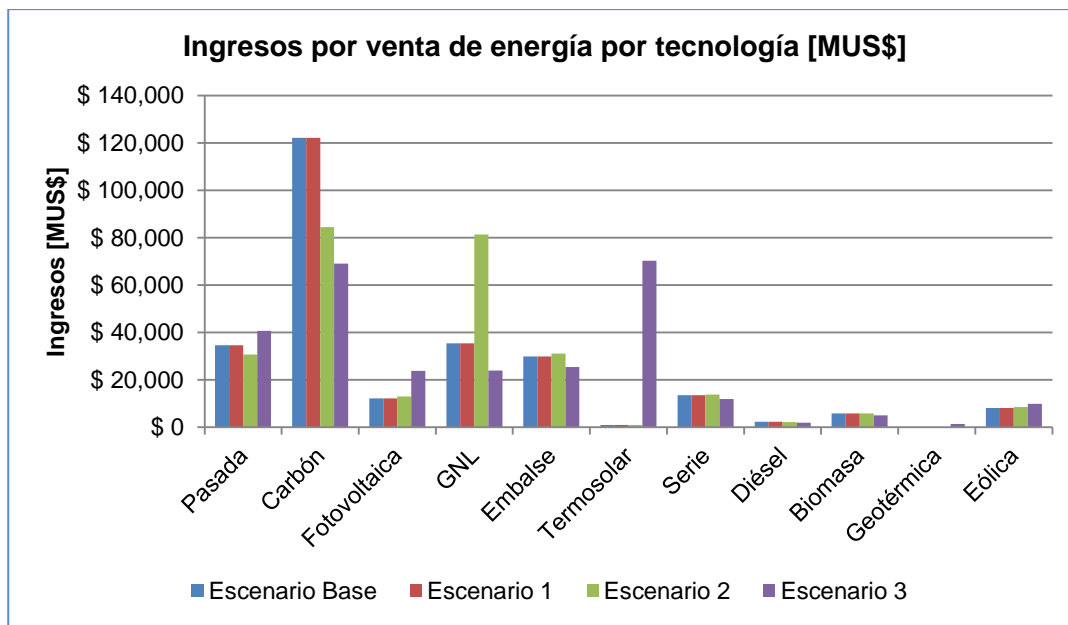


Figura 19: Ingresos por venta de energía por tecnología para cada escenarios de estudio.

En el escenario base, las carboneras se llevan el 46,1%, GNL 13,4%, pasada 13,1% y embalse 11,3%, de los ingresos por venta de energía. El porcentaje restante se distribuye entre las demás tecnologías.

En el escenario 2 el carbón posee el 31,0%, GNL 29,9%, embalse 11,4% y pasada 11,3%. Por otra parte, las tecnologías ERNC tienen cambios menores respecto al escenario base, debido a que en el plan de obras sólo se desplazan las centrales carboneras por gas natural al aumentar el impuesto de emisiones de CO₂.

En el escenario 3 las termosolares presentan un 24,8% de los ingresos por venta de energía, el carbón un 24,4%, pasada 14,3%, embalses 9,0% y fotovoltaicas 8,4%, que poseen gran cambio respecto a los escenarios anteriores, debido al incentivo de invertir en este tipo de tecnologías más que las centrales térmicas, producto del alto costo del impuesto de emisiones.

Ingresos por venta de potencia al mercado spot

Además de los ingresos por venta de energía al mercado spot, las unidades generadoras tienen una retribución por potencia que pueden entregar al sistema, la que depende del factor de suministro de potencia que puede entregar cada tecnología, factor que beneficia fuertemente a las unidades térmicas, producto de su facultad de dar potencia en los horarios punta, y de la potencia instalada de cada central. Los valores en millones de dólares para cada uno de los escenarios evaluados, se adjuntan en la siguiente figura, donde se aprecia una alta ganancia de las centrales diésel, GNL, carboneras y embalses. El detalle del método de cálculo de ingreso por potencia se especifica en el apartado 3.1.3.

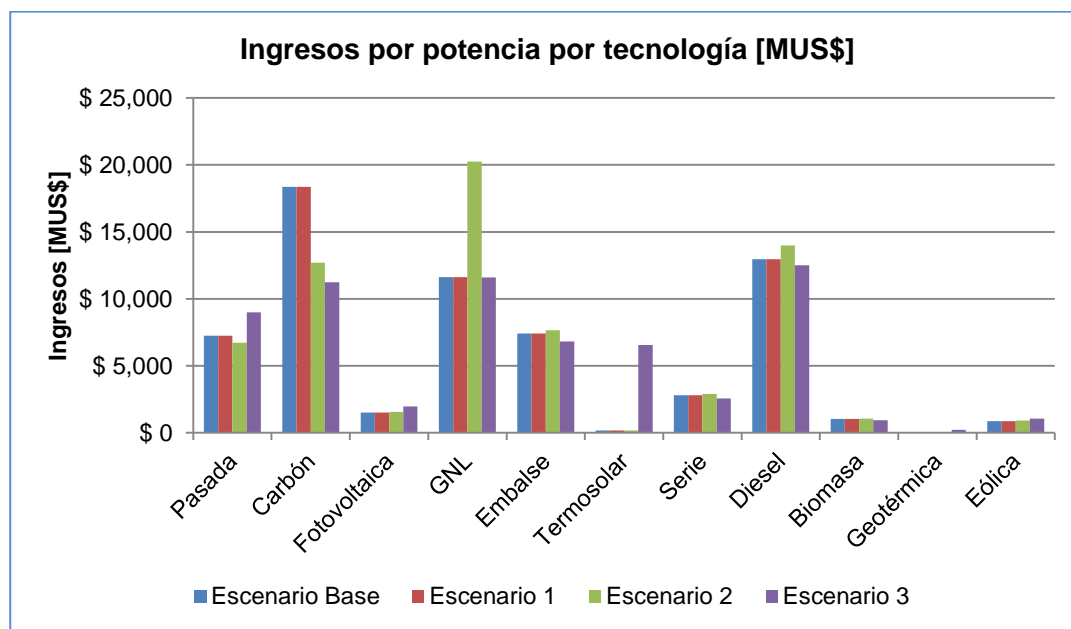


Figura 20: Ingresos por venta de potencia por tecnología para cada escenarios de estudio.

Emisiones de CO₂, costo de impuesto, inversión y operación

Dado que uno de los objetivos de este trabajo fue calcular el costo de operación de las diferentes tecnologías de generación con la inclusión del impuesto, se calculan las

emisiones, costo del gravamen de las mismas, costo de operación e inversión para cada escenario.

	Emisiones de CO ₂ [MTon]	Costo emisiones [MUS\$]	Costo de operación [MUS\$]	Costo de Inversión [MUS\$]	Costo del sistema [MUS\$]
Escenario base	1705	\$ 0	\$ 101,934	\$ 31,675	\$ 133,609
Escenario 1	1705	\$ 8,337	\$ 101,934	\$ 31,675	\$ 141,945
Escenario 2	1476	\$ 17,723	\$ 120,676	\$ 17,497	\$ 155,896
Escenario 3	1095	\$ 25,052	\$ 64,524	\$ 87,478	\$ 177,054

Tabla 33: Resumen emisiones y costos por escenario.

Se obtuvieron 1.705 millones de toneladas de dióxido de carbono para el escenario base, las que disminuyen en un 13,4% en el escenario GNL y un 35,8% en el escenario ERNC. A su vez, los costos del sistema son 131.609 [MUS\$], los que aumentaron en un 6,2% en el escenario 1; 16,7% en el escenario 2 y 32,5% en el escenario 3

Respecto a las emisiones de CO₂: el escenario 1 no tiene diferencias; en el escenario 2 disminuyen un 13,4% y en el escenario 3 un 35,8%.

A su vez el costo del impuesto, es proporcional a la cantidad de emisiones de CO₂ y el traspaso a los retiros de las unidades generadoras que marginan es despreciable si se analiza de manera global. Las centrales carboneras, a gas natural y diésel son las que pagan mayormente el ingreso fiscal, con porcentajes de 99,4%; 98,6% y 98,4% para los casos escenarios 1, 2 y 3, respectivamente.

Precio de oferta en próximas licitaciones de energía

La estimación de los precios de oferta para las próximas licitaciones de energía se realizó con un flujo de caja a 20 años con el fin de evaluar el pago de las inversiones realizadas y las ganancias futuras que generaría este contrato frente a los siguientes supuestos:

- Se considera para los tres escenarios evaluados un portafolio de 2.500 MW a considerar oferta en el bloque de suministro N°1 (bloque 24 horas), el cual está compuesto por 500 MW de centrales a gas natural licuado, 500 MW de centrales carboneras, 500 MW de centrales de pasada, 500 MW de parques fotovoltaicos y 500 MW de parques eólicos.

- Además, como sensibilidad de un posible precio de oferta, se evaluó un portafolio de 100 [MW] correspondiente a una unidad generadora fotovoltaica, la cual se utilizó para estimar un precio de oferta en el bloque de suministro N°2-B (bloque solar).
- Los precios no incluyen el pago por uso de sistemas de transmisión, ya que la nueva ley (N°20.936) asigna el pago total de transmisión a los clientes finales.
- Los supuestos del contrato se hacen en relación a las bases de licitación de energía impuestas por los CDEC-SING y CDEC-SIC del año 2016.
- Se utilizan las variables VAN y TIR para ver la retribución de un contrato de este tipo para los tipos de generadores anteriormente mencionados.

Los precios ofertados bajo estos supuestos serían los siguientes:

TIR = 5,0%		Precio [US\$/MWh]	Energía [GWh]	Aumento Precio [%]
Escenario base	Portafolio 2.500 [MW]	75.0	5000	0.0%
Escenario 1	Portafolio 2.500 [MW]	76.0	5000	1.3%
Escenario 2	Portafolio 2.500 [MW]	81.0	5000	8.0%
Escenario 3	Portafolio 2.500 [MW]	86.0	7500	14.7%
Escenario base	FV 100 [MW]	64.2	250	0.0%
Escenario 1	FV 100 [MW]	64.5	250	0.5%
Escenario 2	FV 100 [MW]	65.2	250	1.6%
Escenario 3	FV 100 [MW]	67.4	250	5.0%

Tabla 34: Precios ofertados en próximas licitaciones de energía.

El impuesto de emisiones de CO₂ provoca un aumento de un 1,3% y 0,5% respecto al portafolio 1 y 2, respectivamente.

Se apreció a medida que aumenta el valor del impuesto, se tiene un mayor precio de oferta, dado que éste influye directamente en los tipos de unidades generadoras utilizadas para el ejercicio económico del portafolio 1 (carboneras y GNL).

Se necesita un mayor precio ofertado en los escenarios 2 y 3, producto del aumento del impuesto de emisiones de CO₂, además de tener que recurrir a comprar energía al mercado spot, ya que, las centrales térmicas no son despachas en un alto porcentaje en el escenario 3. Razones por las cuales aumenta el valor ofertado.

A su vez, los posibles precios ofertados por un portafolio de una unidad generadora fotovoltaica de 100 [MW], suben con el aumento del impuesto, pero en porcentajes bastante menores que los del portafolio de 2.500 [MW].

Esto ocurre porque una central fotovoltaica no genera emisiones de CO₂ y el único costo que aumenta escenario a escenario, es porque los retiros tienen un valor mayor consecuencia del traspaso del cobro de gravamen de emisiones de CO₂, el cual aumenta escenario a escenario (5, 14 y 30, respectivamente).

Por otra parte, la disminución del precio ofertado, con respecto al primer portafolio evaluado, ocurrió porque los costos marginales en los bloques solares son los menores, variable que influye a la hora de determinar un precio de oferta.

Conclusiones

- Se cumplen los cuatro objetivos planteados en esta memoria, los cuales se trataron de profundizar bajo distintos alcances propuestos por el autor.
- Por ejemplo, para los ingresos, se evaluaron por venta de energía y por venta de potencia (ambos al mercado spot), dejando de lado los servicios comentarios, ya que el estudio se realizó a largo plazo.
- Para los costos de combustibles, se utilizaron valores proyectados por la CNE, los cuales podrían verse afectados bajo indexaciones o futuros cambios en el mercado, como por ejemplo que el costo del gas natural fuera disminuyendo con el paso de los años.
- La operación económica del sistema es la esperada, siendo las centrales “baratas” despachas con anterioridad a las centrales de mayor costo de operación.
- Las emisiones disminuyen al aumentar el valor del impuesto, sin embargo, el costo del sistema aumenta, debido al costo de inversión y bajo factor de planta que poseen las ERNC.

- Dada la matriz energética chilena existente en la actualidad, no conviene el aumento del impuesto, ya que un incremento de éste implicaría que los generadores deberán ofertar precios de mayor valor en licitaciones de energía futura.
- El impuesto aplicado tal y como lo dicta la RT no significa cambio alguno en la matriz energética, ya que, su único impacto es en la recaudación fiscal al no generar cambio en la lista de prioridades del despacho económico de carga.
- Una idea de provocar un real impacto en la matriz energética es incluir el cobro del impuesto en los costos variables de cada unidad generadora, lo que cambiaría notoriamente la lista de prioridades al aumentar el valor de mismo, pudiendo realizarse éste análisis en un futuro estudio.
- Con la ayuda el software OSE2000, se puede entrar en detalle hidrológico o determinar de las comunas y regiones con mayores emisiones de CO₂.

ANEXO B: MODELO INTEGRADO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo integrado de optimización del mercado eléctrico con el despacho hidrotérmico de largo plazo propuesto en esta memoria se detalla en este capítulo. Se presenta la notación utilizada, las restricciones del problema y la función objetivo del modelo.

Modelación Básica: elementos de los sistemas eléctricos

La red de transmisión eléctrica se modela como un grafo conexo con una multitud de nodos y ramas que los conectan. Los nodos o barras corresponden a los puntos de inyección o retiro de la energía eléctrica y las ramas representan a los equipos de transmisión como líneas, transformadores, entre otros.

En un enfoque estacionario, el modelo de la red eléctrica contempla a los generadores que inyectan potencia al sistema, a las cargas que demandan energía al sistema y las líneas y transformadores de la red de transmisión que conectan las distintas barras.

Generadores

Los generadores convierten diversas fuentes de energía en energía eléctrica y la inyectan al sistema. Dependiendo de los recursos que utilizan y de la tecnología con que funcionan, las centrales generadoras pueden clasificarse en térmicas, hidráulicas, solares, eólicas, geotérmicas, entre otras. También pueden diferenciarse en términos del despacho económico, al observar su costo variable de operación.

Las centrales térmicas son aquellas que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad a través de procesos termodinámicos en turbinas a gas, turbinas a vapor o ciclos combinados. Se caracterizan por tener un costo variable de operación que depende de la cantidad de combustible que utilizan para producir la energía. Entre ellas se encuentran las centrales a gas natural, petróleo, carbón, entre otras.

Para efectos de esta modelación se asume que las centrales térmicas disponen de combustible suficiente para poder operar a plena carga si es que fuese necesario (con excepción de las que operan con gas natural sin contratos de largo plazo), y que el costo

variable de operación (C_{Var}) de este tipo de generadoras está dado por la siguiente expresión:

$$C_{Var} = C_{VarComb} \cdot R_{Ter} + C_{VarNoComb}$$

Donde C_{Var} es el costo variable de operación de la central en [US\$/MWh], $C_{VarComb}$ es el precio del combustible en por unidad de combustible, R_{Ter} es el rendimiento térmico de la central en unidades de combustible por [MWh], y $C_{VarNoComb}$ es el costo variable no combustible en [US\$/MWh].

Por otra parte, las centrales hidráulicas son aquellas que utilizan la energía disponible en el agua, en forma de energía potencial, cinética o ambas, para generar electricidad. Debido a que usan recursos naturales renovables para operar se considera que sus costos variables de operación son despreciables. Se distinguen las centrales de pasada, que utilizan los caudales de un río para producir energía eléctrica, y las centrales de embalse, que pueden almacenar grandes cantidades de agua para utilizarla cuando sea necesario.

La generación hidráulica y el almacenamiento en los embalses se ven afectados por la variabilidad de los caudales, los que cambian dependiendo de la región geográfica, el año y la estación del año en que se realice el despacho de las unidades. Así, se vuelve necesario realizar las simulaciones en forma probabilística, usando un gran número de escenarios hidrológicos en que los afluentes modifican los caudales disponibles.

Finalmente, las centrales solares y eólicas, que utilizan fuentes de energía renovable no convencional para producir electricidad, se asume que tienen costo variable de operación igual a cero, pero no operan durante todas las horas del día, ya que dependen de las condiciones climáticas del lugar en que se ubican para poder generar.

Cargas

Las demandas o cargas del sistema eléctrico corresponden a retiros ubicados en las distintas barras de la red, los cuales demandan potencia en un período determinado. Se considera que la demanda de cada consumidor en particular es perfectamente inelástica, es decir, que la disposición a pagar por el producto es muy alta.

Pueden darse situaciones en que el sistema no es capaz de abastecer completamente la demanda en todas las barras, por falta de generación o limitaciones de transmisión, lo que se conoce como “falla”. Para cuantificar una falla e incorporarla dentro de los criterios del despacho hidrotérmico se define un costo de falla, que es creciente en relación al porcentaje de demanda que no es abastecido. Se definen centrales “virtuales” cuyo costo variable es igual al costo de falla, las que operan en caso de que no se satisfaga toda la demanda.

Habitualmente, en los modelos de despacho en sistemas eléctricos se representa el comportamiento de la demanda en el tiempo mediante curvas de duración. Esta curva ordena los niveles de potencia requerida por las cargas de mayor a menor, de modo que la curva indica la cantidad de tiempo en que la demanda del sistema es mayor o igual a cierto nivel, tal y como se propone es [16].

Además, y dado que la potencia tiene un valor continuo en el tiempo, se aproxima la curva de duración de carga mediante una función constante por tramos, con potencia y duración establecidas previamente, lo que se conoce como bloques de demanda. Así, es posible discretizar el tiempo y establecer un número fijo de etapas que deben ser consideradas en la simulación.

No obstante, para el modelo propuesto en este trabajo se usarán bloques de demanda horarios, sin ordenar los valores de potencia de mayor a menor. Las horas de punta de demanda del sistema ocurren en la noche, y coinciden con la ausencia de las centrales solares, por lo que es adecuado utilizar bloques horarios que permitan incluir ambos efectos simultáneamente.

Sistema de transmisión

Para efectos de esta modelación, la representación de la red de transmisión se realizará considerando solo líneas y transformadores que permiten conectar las distintas barras, y se representan mediante su impedancia $z = r + jx$. Además, se consideran diferentes niveles de tensión en la red, los que funcionan en paralelo y se conectan mediante los transformadores presentes en algunos nodos.

A diferencia de un problema de flujo en redes en que solo se deben satisfacer las ecuaciones de oferta y demanda en los nodos, la red de transmisión eléctrica además

debe cumplir las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff. Estas relaciones en sistemas de alta tensión en corriente alterna limitan los flujos de potencia mediante expresiones no lineales. Si se define la potencia inyectada en la barra i como P_i , la siguiente ecuación permite calcular los flujos con los voltajes en las barras a partir de las leyes de Kirchhoff.

$$P_i = \sum_{k=1}^n V_i \cdot V_k \cdot (g_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + b_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k))$$

Donde V_m y θ_m representan la magnitud y el ángulo del voltaje en la barra m , respectivamente. Además, g_{ik} y b_{ik} son la parte real e imaginaria del elemento (i, k) de la matriz de admitancias nodales Y de la red de n barras, asociado a la línea de transmisión entre las barras i y k .

Es por esto que para simplificar los cálculos se utiliza una aproximación lineal de flujos de potencia en corriente continua (como en [17]). Para esto, se asume que:

- Los voltajes en por unidad (p.u.) en todas las áreas tienen magnitud igual a 1. Esto quiere decir que $|V_i|=|V_j|=V$, donde V es la magnitud del voltaje en la línea
- La resistencia r_{ik} de la línea de transmisión entre las barras i y k es pequeña en comparación con la reactancia x_{ik} de la línea.
- La diferencia entre los ángulos de los voltajes en las barras i y k , denominada $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ es pequeña, lo que permite aproximar $\sin(\theta_{ik}) \approx \theta_{ik}$ y $\cos(\theta_{ik}) \approx 1$.

Con esta aproximación lineal se obtiene que el flujo por la línea que une las barras i y k es:

$$f_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \cdot V^2 = y_{ik} \cdot \theta_{ik} \cdot V^2$$

Donde y_{ik} es la susceptancia de la línea de transmisión, y corresponde al inverso de la reactancia x_{ik} , ya que $r_{ik} \ll x_{ik}$. Con esta representación, las pérdidas en la línea de transmisión se expresan en la siguiente ecuación:

$$P_{ik}(f_{ik}) = \frac{r_{ik}}{V^2} \cdot f_{ik}^2$$

Este valor se puede aproximar mediante un modelo de pérdidas lineales por tramos, utilizando secantes, como lo realiza [17]. La expresión para las pérdidas utilizada es:

$$P_{ik}(f_{ik}) = A_m \cdot (f_{ik} - f_m) + B_m \quad \begin{cases} f_m \leq f_{ik} \leq f_{m+1} \\ 1 \leq m \leq N_T \end{cases}$$

$$P_{ik}(f_{ik}) = \frac{r_{ik}}{V_{ik}^2} \cdot \frac{2m-1}{N_T} \cdot f$$

$$P_{ik}(f_{ik}) = \frac{r_{ik}}{V_{ik}^2} \cdot f_m^2$$

$$f_m = \frac{m \cdot f}{V_{ik}^2}$$

Donde f corresponde al flujo máximo por la línea y es el número de tramos utilizado en la aproximación.

Notación utilizada

$g_{t,s,i}^E$: Generación de la central i en la etapa t y escenario hidrológico s .

$g_{t,s,i}^{Ter.}$: Generación de la central térmica i en la etapa t y escenario hidrológico s .

$g_{t,s,i}^{Hid.}$: Generación de la central hidráulica i en la etapa t y escenario hidrológico s .

$f_{t,s,k,j}^E$: Flujo por la línea de transmisión eléctrica que une las barras j y k , en la etapa t y escenario hidrológico s .

$P_{t,s,i,j}^E(f_{t,s,i,j}^E)$: Pérdidas por la línea de transmisión eléctrica que une las barras j y k , en la etapa t y escenario hidrológico s .

$D_{t,k}^E$: Demanda eléctrica en la barra k , en la etapa t .

- $C_{t,s}^{Ter}::$ Costo variable de centrales térmicas, etapa t y escenario hidrológico s .
- $C_{t,s}^{Hid}::$ Costo variable del agua, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $F_{t,s}^E:$ Matriz de conectividad eléctrica entre las barras del sistema.
- $\Theta_{t,s,k,j}:$ Diferencia entre los ángulos de voltaje en la barra k y j , en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $\gamma_{k,j}:$ Diferencia entre los ángulos de voltaje en la barra k y j .
- $A_{t,s}^E:$ Matriz de susceptancias eléctricas de las líneas de transmisión que unen las barras del sistema, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^H:$ Vector de caudales hídricos, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Ver}:$ Vector de caudales vertidos, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Fil}:$ Vector de caudales filtrados, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Eva}:$ Vector de caudales evaporados, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Gen}:$ Vector de caudales generados (turbina), etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Rie}:$ Vector de caudales asociados a convenios de riego, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Art}:$ Vector de caudales artificiales (utilizados para representar flujos de aguas arriba de un embalse), en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $Q_{t,s}^{Afl}:$ Vector de caudales afluentes que entran al sistema hídrico, en la etapa t y escenario hidrológico s .
- $\Delta_t:$ Duración de la etapa temporal t .

d : Tasa de descuento.

$A_{t,s}^H$: Matriz de conectividad hidráulica (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Ver}$: Matriz de caudales vertidos (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Fil}$: Matriz de caudales filtrados (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Eva}$: Matriz de caudales evaporados (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Gen}$: Matriz de caudales generados (turbinados) (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Rie}$: Matriz de caudales asociados a convenios de riego (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Art}$: Matriz de caudales artificiales (utilizados para representar flujos de aguas arriba de un embalse) (entre embalses, centrales de pasada, convenios de riego, etc.), en la etapa t y escenario hidrológico s .

$A_{t,s}^{Afl}$: Matriz de relación de los embalses con los distintos caudales hídricos y embalses, en la etapa t y escenario hidrológico s .

$E_{t,s}^{Emb}$: Matriz de relación de los embalses con los distintos caudales hídricos, en la etapa t y escenario hidrológico s .

$Vol_{t,s}^{Emb}$: Vector de volúmenes de embalses hídricos, en la etapa t y escenario hidrológico s .

Fomulación del problema

Dado que la función objetivo incluye términos que dependen directamente de las restricciones, éstas se presentarán en primer lugar.

Restricciones

Restricciones de balance de potencia activa

La siguiente restricción representa el balance de potencia activa en las barras del sistema, donde la suma de la generación en las barras con los flujos por las líneas de transmisión debe ser igual a las pérdidas por las líneas de transmisión más la demanda, para cada etapa t , para cada escenario hidrológico s y para cada barra k .

$$\sum_{i \in E_k} g_{t,s,i}^E + \sum_{j \in \Omega_k} f_{t,s,k,j}^E - \sum_{j \in \Omega_k} P_{t,s,i,j}^E(f_{t,s,i,j}^E) = D_{t,k}^E$$

Matricialmente, la restricción anterior se puede escribir considerando que las k componentes de los vectores resultantes corresponden a las restricciones en cada barra k :

$$A_{t,s}^E g_{t,s}^E + F_{t,s}^E (f_{t,s}^E - P_{t,s}^E(f_{t,s}^E)) = D_t^E$$

Restricciones de flujo por las líneas de transmisión eléctrica

La siguiente restricción representa la aproximación lineal del límite de flujo de potencia activa por las líneas de transmisión eléctrica, dado por los ángulos de los voltajes en las barras, por los flujos por las líneas y por las susceptancias de los circuitos entre las barras, para cada barra k y para cada $j \in \Omega$, en cada etapa t y escenario hidrológico s .

$$f_{t,s,k,j} = \gamma_{k,j} (\theta_{t,s,k} - \theta_{t,s,j}) = \gamma_{k,j} \theta_{t,s,k,j}$$

Matricialmente, la restricción anterior se puede escribir considerando que las k componentes de los vectores resultantes corresponden a las restricciones en cada barra k :

$$A_{t,s}^E \theta_{t,s} = 0$$

Restricción balance hidráulico del Sistema

Las centrales hidráulicas se ubican en cuencas hidrográficas complejas que se interconectan entre sí. En esta modelación se utilizan tres tipos de centrales hidráulicas, como lo propone [16]:

- Centrales de embalse, que reciben caudales de otras centrales y afluentes naturales, y que además pueden regular la potencia generada almacenando agua.
- Centrales serie, de características similares a las de embalse pero sin capacidad de almacenamiento.
- Centrales de pasada, que no están insertas en una serie hidráulica y sus límites de operación están asociados a la capacidad del generador utilizado.

Para las centrales de embalse y centrales serie se considera que pueden verter agua, filtrar agua por sus paredes y perder agua por evaporación. Esos caudales pueden incorporarse a la operación de otra central aguas abajo, dependiendo de la configuración de la cuenca en que se ubiquen.

Además, se incorporan los convenios de riego, los que extraen caudales para el desarrollo de la agricultura en algunos embalses y restringen la operación de las centrales. Para evitar problemas de infactibilidad, se introducen caudales artificiales denominados afluentes de falla, los que se penalizan fuertemente en la función objetivo ([18]).

La siguiente restricción representa el balance hidráulico del sistema en términos de volumen, incluyendo caudales vertidos, filtrados, evaporados, generados, de riego y artificiales, junto a los niveles de almacenamiento en los embalses. Esto se realiza para cada etapa t y escenario hidrológico s , teniendo en cuenta la conexión entre etapas que existe para los embalses.

$$A_{t,s}^H Q_{t,s}^H \Delta_t + A_{t,s}^{Emb} Vol_{t,s}^{Emb} = A_{t,s}^{Afl} Q_{t,s}^{Afl} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Emb} Vol_{t-1,s}^{Emb}$$

$$Q_{t,s}^H = [Q_{t,s}^{Ver} \quad Q_{t,s}^{Fil} \quad Q_{t,s}^{Eva} \quad Q_{t,s}^{Gen} \quad Q_{t,s}^{Rie} \quad Q_{t,s}^{Art}]^T$$

$$A_{t,s}^H = [A_{t,s}^{Ver} \ A_{t,s}^{Fil} \ A_{t,s}^{Eva} \ A_{t,s}^{Gen} \ A_{t,s}^{Rie} \ A_{t,s}^{Art}]^T$$

Los caudales filtrados en un embalse corresponden a una función no lineal del volumen almacenado en una etapa y en la etapa inmediatamente anterior. Por otra parte, los caudales evaporados dependen de la etapa temporal, y de los volúmenes del embalse en dos etapas consecutivas, de forma no lineal. Para efectos de esta modelación, se utilizará funciones lineales por tramos en ambos casos.

Otras restricciones

Además de las restricciones ya planteadas, se presentan las limitaciones sobre las variables.

$$\check{g}_{t,s}^E \leq g_{t,s}^E \leq \hat{g}_{t,s}^E$$

$$\check{f}_{t,s}^E \leq f_{t,s}^E \leq \hat{f}_{t,s}^E$$

$$\check{\theta}_{t,s} \leq \theta_{t,s} \leq \hat{\theta}_{t,s}$$

$$\check{Vol}_{t,s}^{Emb} \leq Vol_{t,s}^{Emb} \leq \hat{Vol}_{t,s}^{Emb}$$

$$\check{Q}_{t,s}^H \leq Q_{t,s}^H \leq \hat{Q}_{t,s}^H$$

Función objetivo

Definición función objetivo

La función objetivo de este modelo $Z_{t,s}$ busca minimizar el costo de operación del sistema para cada escenario hidrológico s . Esto incluye los costos de combustibles asociados a la generación de las centrales térmicas, costos de penalización de centrales hidráulicas (por ejemplo, vertimiento sin cota máxima) y costos de penalización en las líneas de transmisión eléctricas.

Además, a estos costos se añade la función de costos futuros α_{t+1} , asociada a los volúmenes de los embalses de agua y estanques de combustible al final de cada etapa t , en cada escenario hidrológico s .

Cálculo de la función de costos futuros

Para determinar la operación óptima de un embalse o estanque de combustible debe calcularse el punto en que se minimiza la suma de los costos de operación presentes relacionados con la generación térmica (función de costos inmediatos o FCI) y su valor esperado futuro (función de costos futuros o FCF). Dado que existen parámetros que son inciertos en el futuro como los afluentes hidrológicos, la FCF es estocástica, por lo que se utiliza una función de costos futuros esperados (FCFE).

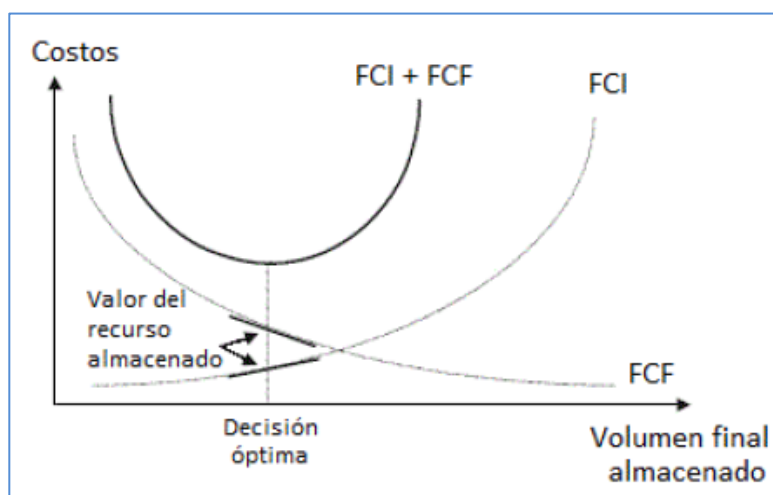


Figura 21: Función de costo y valor del recurso almacenado.

Las derivadas de la FCI y la FCF en el punto óptimo son iguales en valor absoluto y se conocen como valor del agua en el caso de embalses hidráulicos. Sin embargo, la definición es válida también para el caso del gas natural que se almacena en estanques.

Para determinar la función de costo futuro esperado se utiliza la metodología recursiva conocida como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP, por sus iniciales en inglés), propuesta por [3], de manera similar a [4]. Este esquema se basa en la observación la FCFE puede ser representada por una función lineal por tramos convexa. Además, la pendiente de la FCFE en torno a un punto corresponde a los valores esperados del recurso almacenado, que a su vez son las variables duales asociadas a las ecuaciones de balance correspondiente (hidráulico o de gas natural).

A continuación se explican los pasos principales de esta metodología:

- Para cada etapa t se define un conjunto de niveles discretos de almacenamiento inicial de los embalses y estanques (estados del sistema), entre 0% y 100%. Se

asume que la cantidad almacenada de los recursos al comienzo de la simulación es conocida.

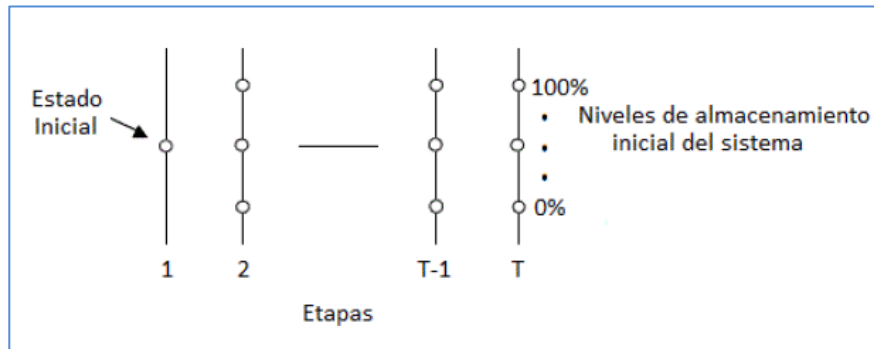


Figura 22: Niveles de almacenamiento del sistema por etapa

- Se comienza desde la última etapa T , para cada nivel de almacenamiento y para cada escenario hidrológico s (se asume que α_{t+1} y β_{t+1} son cero). Para las restricciones de balance hidráulico y de balance de gas natural en estanques, se calcula la variable dual correspondiente π en cada nivel de almacenamiento. Esta variable dual corresponde a la pendiente de la FCF para cada estado en la etapa T .

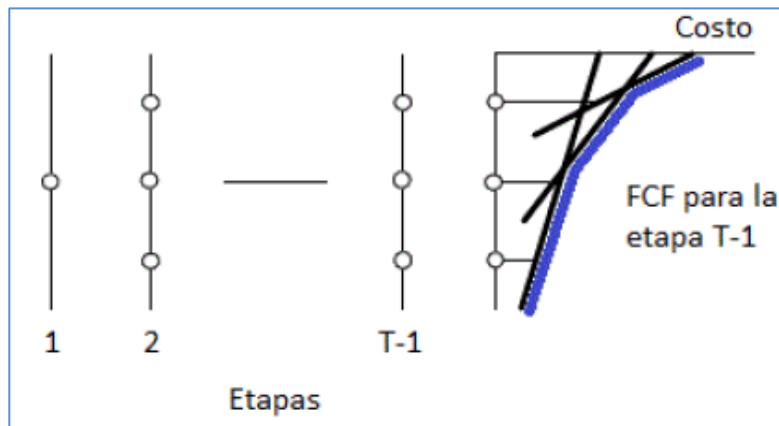


Figura 23: Función de costo futuro obtenida con las variables duales de las restricciones de balance.

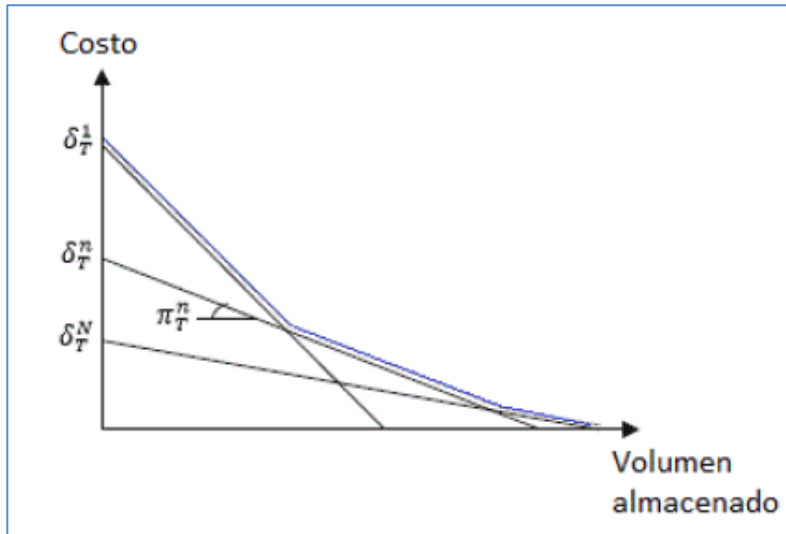


Figura 24: Función de costo futuro representada mediante una función lineal por tramos.

De esta forma, la FCF se representa por la variable escalar α_T en la función objetivo y se agregan las siguientes N restricciones lineales al problema para la etapa $T - 1$, que corresponden a los tramos de la función. Se ponderan los valores obtenidos para cada escenario hidrológico según su probabilidad.

$$\{\alpha_T \geq \pi_T^i \cdot Vol_{T,s} + \delta_T^i\}_{i=1\dots N}$$

Se repite el procedimiento para las etapas $T - 1, T - 2, \dots, 2, 1$, para así obtener la función de costos futuros en todo el horizonte de planificación.

Como se puede observar en la figura 7, la función de costo futuro resultante para la primera etapa es una aproximación que corresponde a una cota inferior de la función exacta, que es la solución óptima del problema de despacho hidrotérmico. Para obtener una cota superior del costo de operación esperado, se calcula la media del costo total sobre todos los escenarios hidrológicos, simulando el funcionamiento del sistema en todo el horizonte, desde $t = 1$ hasta $t = T$.

Se alcanza el punto óptimo cuando la cota inferior está dentro de un intervalo de confianza de la cota superior. En caso contrario, se repite la recursión mostrada anteriormente añadiendo otro conjunto de valores de almacenamiento, obtenidos con la simulación del sistema en todo el horizonte de planificación. Dado que las restricciones lineales determinadas en la recursión se mantienen, la representación de la función de costos futuros mejora gradualmente al iterar para alcanzar el punto óptimo.

Problema en extenso para una etapa y escenario hidrológico

A continuación se presenta el problema en extenso del despacho hidrotérmico. Este problema se resuelve para los distintos niveles de demanda, dados por los bloques que discretizan la curva de duración.

$$\min Z_{t,s} = (C_{t,s}^{Ter} \cdot g_{t,s}^{Ter} + C_{t,s}^{Hid} \cdot Q_{t,s}^H + C_{t,s}^E \cdot f_{t,s}^E) \cdot \Delta_t + (d + 1)^t \alpha_{t+1}$$

Sujeto a:

$$A_{t,s}^E g_{t,s}^E + F_{t,s}^E (f_{t,s}^E - P_{t,s}^E(f_{t,s}^E)) = D_t^E$$

$$A_{t,s}^f \theta_{t,s} = 0$$

$$A_{t,s}^H Q_{t,s}^H \Delta_t + E_{t,s}^{Emb} Vol_{t,s}^{Emb} = A_{t,s}^{Afl} Q_{t,s}^{Afl} \Delta_t + E_{t-1,s}^{Emb} Vol_{t-1,s}^{Emb}$$

$$\check{g}_{t,s}^E \leq g_{t,s}^E \leq \hat{g}_{t,s}^E$$

$$\check{f}_{t,s}^E \leq f_{t,s}^E \leq \hat{f}_{t,s}^E$$

$$\check{\theta}_{t,s} \leq \theta_{t,s} \leq \hat{\theta}_{t,s}$$

$$\check{Vol}_{t,s}^{Emb} \leq Vol_{t,s}^{Emb} \leq \widehat{Vol}_{t,s}^{Emb}$$

$$\check{Q}_{t,s}^H \leq Q_{t,s}^H \leq \widehat{Q}_{t,s}^H$$

ANEXO C: EMISIONES DE CO₂

A continuación se adjuntan las emisiones de CO₂ que emiten las centrales térmicas con potencia instalada mayor de 50 MW.

Sistema	Tecnología	Central	Barra	Potencia [MW]	Emisiones [ton CO ₂ /GWh]
SIC	GNL	Taltal 01 GNL	Paposo 220	121.5	881
SIC	GNL	Taltal 02 GNL	Paposo 220	123.4	881
SIC	GNL	Nehuenco 01 GNL	San Luis 220	333.0	470
SIC	GNL	Nehuenco 02 GNL	San Luis 220	384.2	470
SIC	GNL	San Isidro 01 GNL	San Luis 220	350.0	463
SIC	GNL	San Isidro 01 GNL New	San Luis 220	350.0	463
SIC	GNL	San Isidro 02 GNL	San Luis 220	392.0	757
SIC	GNL	San Isidro 02 GNL New	San Luis 220	392.0	757
SIC	Diésel	Nehuenco 01 Diésel	San Luis 220	310.0	599
SIC	Diésel	Nehuenco 02 Diésel	San Luis 220	391.3	598
SIC	Diésel	San Isidro Diésel	San Luis 220	305.0	584
SIC	Diésel	San Isidro 02 CC Diésel	San Luis 220	350.0	584
SIC	Diésel	Quintero 01 CA Diésel	San Luis 220	128.0	540
SIC	Diésel	Quintero 02 CA Diésel	San Luis 220	129.0	540
SIC	Diésel	Nueva Renca Diésel	Renca 110	312.0	580
SIC	Diésel	Candelaria CA 01 Diésel	Candelaria 220	124.7	1016
SIC	Diésel	Candelaria CA 02 Diésel	Candelaria 220	128.0	1016
SIC	Carbón	Guacolda 1 2 3 y 4	Guacolda 220	561.9	905
SIC	Carbón	Ventanas 01	Ventanas 110	113.4	1043
SIC	Carbón	Ventanas 02	Ventanas 110	208.6	998
SIC	Carbón	Campiche	Ventanas 220	249.0	945
SIC	Carbón	Nueva Ventanas	Ventanas 220	249.0	945
SIC	Carbón	Santa María	Charrúa 220	342.0	945
SIC	Carbón	Bocamina 02	Hualpén 220	322.5	920
SIC	Carbón	Bocamina	Coronel 154	122.2	955
SIC	Carbón	Guacolda 05	Guacolda 220	139.0	945
SING	GNL	CTM3 GNL	Chacaya 220	208.0	419
SING	GNL	U16 GNL	Tocopilla 220	343.0	404
SING	GNL	CC1 GNL	Atacama 220	379.6	445
SING	GNL	CC2 GNL	Atacama 220	372.6	445
SING	GNL	KELAR	Kelar 220	517.0	473
SING	Diésel	CTM3	Chacaya 220	208.0	419
SING	Diésel	U16d	Tocopilla 220	343.0	566
SING	Diésel	TAMAYA	CD Tamaya 110	99.0	560
SING	Diésel	CC1	Atacama 220	379.6	622
SING	Diésel	CC2	Atacama 220	372.6	622
SING	Carbón	CTM1	Chacaya 220	141.7	1146
SING	Carbón	CTM2	Chacaya 220	150.1	1095
SING	Carbón	U12	Tocopilla 110	72.8	1348
SING	Carbón	U13	Tocopilla 110	73.0	1288
SING	Carbón	U14	Tocopilla 220	116.8	1189
SING	Carbón	U15	Tocopilla 220	113.5	1145
SING	Carbón	NTO1	Norgener 220	121.7	1056
SING	Carbón	NTO2	Norgener 220	125.9	1046
SING	Carbón	CTTAR	Tarapaca 220	135.9	1175
SING	Carbón	CTA	Chacaya 220	139.6	1037
SING	Carbón	CTH	Chacaya 220	140.8	1009
SING	Carbón	ANG I	Angamos 220	223.3	1104
SING	Carbón	ANG II	Angamos 220	223.5	1104
SING	Carbón	COCHRANE 1	Cochrane 220	236.0	1068
SING	Carbón	COCHRANE 2	Cochrane 220	236.0	1068

Tabla 35: Emisiones de centrales térmicas SING y SIC sobre 50MW instalados.

ANEXO D: FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO EN LICITACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2016

Empresa	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EMELARI	0.9%	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	1.2%	1.2%	1.2%	1.1%
ELIQSA	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	2.1%	2.0%	2.0%	1.9%
ELECDASING	1.2%	1.0%	1.0%	0.9%	0.8%	0.9%	3.7%	3.6%	3.6%	3.5%
ELECDASIC	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
EMELAT	2.4%	1.9%	1.8%	1.6%	2.4%	2.3%	2.2%	212.0%	2.1%	2.1%
CHILQUINTA	3.0%	2.7%	2.8%	7.0%	7.8%	7.3%	8.1%	7.9%	8.0%	8.0%
CONAFE	13.7%	9.4%	8.3%	6.7%	6.7%	6.5%	6.1%	5.9%	5.9%	5.9%
EMELCA	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
LITORAL	0.1%	0.1%	0.1%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
CHILECTRA	30.4%	33.5%	37.9%	37.9%	32.7%	65.5%	33.0%	34.7%	34.6%	34.6%
EEC	1.5%	0.8%	0.7%	0.5%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
TIL-TIL	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
EEPA	0.4%	0.4%	1.0%	0.8%	0.7%	0.9%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
LUZ ANDES	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CGE	17.9%	29.0%	27.1%	27.8%	32.9%	31.3%	29.3%	28.7%	28.8%	28.9%
COPELAN	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
FRONTEL	7.8%	5.5%	4.9%	4.0%	3.6%	3.4%	3.2%	3.1%	3.1%	3.1%
SAESA	15.7%	11.1%	9.9%	8.0%	7.3%	7.0%	6.5%	6.3%	6.3%	6.2%
CODINER	0.5%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
EDECSA	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
CEC	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
LUZLINARES	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%
LUZPARRAL	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
COPELEC	0.8%	65.0%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
COELCHA	0.1%	0.2%	0.2%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
SOCOPEPA	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
COOPREL	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
LUZOSORNO	1.0%	0.7%	0.7%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
CRELL	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%

Tabla 36: Distribución anual por empresas.

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
EMELARI	8.6%	7.7%	8.9%	8.1%	8.6%	8.3%	8.5%	8.2%	7.8%	8.7%	8.1%	8.6%
ELIQSA	8.6%	7.6%	8.9%	7.2%	8.2%	9.1%	8.4%	8.4%	7.9%	8.7%	8.5%	8.6%
ELECDASING	8.3%	7.1%	8.2%	8.0%	8.4%	8.5%	9.9%	8.5%	8.0%	8.5%	8.2%	8.4%
ELECDASIC	8.5%	7.3%	8.6%	8.2%	8.0%	7.8%	8.6%	8.8%	8.2%	8.9%	8.4%	8.9%
EMLAT	9.3%	8.1%	8.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.9%	7.8%	7.8%	9.1%	9.1%	9.8%
CHILQUINTA	9.1%	8.3%	8.9%	8.1%	8.2%	8.0%	8.3%	8.1%	7.7%	8.4%	8.3%	8.8%
CONAFE	9.0%	8.3%	8.6%	8.0%	8.3%	7.9%	8.3%	8.2%	7.8%	8.5%	8.3%	8.8%
EMELCA	9.6%	8.5%	9.0%	7.7%	7.9%	7.9%	7.9%	8.1%	7.4%	8.4%	8.6%	8.8%
LITORAL	11.1%	11.7%	7.9%	7.4%	7.7%	7.3%	8.7%	7.8%	7.9%	7.4%	7.3%	7.9%
CHILECTRA	8.4%	7.2%	8.3%	7.9%	8.4%	9.1%	9.3%	8.8%	8.1%	8.3%	8.0%	8.3%
EEPA	8.0%	7.3%	8.3%	7.9%	8.7%	8.9%	9.2%	8.8%	8.2%	8.3%	8.0%	8.4%
CGED	8.6%	7.9%	8.9%	8.2%	8.4%	8.6%	8.8%	8.3%	7.6%	8.0%	8.0%	8.7%
COPELAN	11.8%	9.6%	8.8%	6.7%	7.2%	7.0%	7.2%	6.9%	6.6%	7.4%	8.8%	12.0%
FRONTEL	8.5%	7.8%	8.7%	8.0%	8.5%	8.5%	8.7%	8.4%	8.0%	8.3%	8.1%	8.6%
SAESA	8.4%	7.8%	8.6%	8.0%	8.4%	8.3%	8.6%	8.4%	8.0%	8.7%	8.3%	8.6%
CODINER	10.1%	8.6%	8.7%	7.7%	8.1%	7.9%	8.0%	7.8%	7.3%	8.3%	8.2%	9.4%
EDECSA	11.3%	10.1%	10.1%	7.7%	7.0%	6.0%	6.3%	6.4%	6.2%	8.6%	9.9%	10.5%
CEC	8.8%	10.7%	12.9%	8.8%	8.6%	7.5%	7.0%	5.8%	5.1%	6.6%	8.3%	9.9%
LUZLINARES	11.0%	10.5%	11.0%	7.9%	7.7%	7.1%	6.8%	6.1%	5.5%	7.1%	8.8%	10.5%
LUZPARRAL	14.3%	11.9%	10.3%	6.3%	6.2%	5.7%	5.6%	5.1%	4.7%	6.9%	9.5%	13.5%
COPELEC	11.0%	9.4%	8.9%	7.0%	7.3%	7.2%	7.6%	7.3%	6.8%	7.7%	9.0%	10.7%
COELCHA	9.5%	9.0%	8.9%	7.6%	8.1%	8.0%	8.1%	8.2%	7.5%	8.3%	8.1%	8.8%
SOCOEPA	9.8%	9.0%	8.4%	7.4%	7.6%	7.3%	7.9%	8.1%	8.2%	8.3%	8.1%	9.8%
COOPREL	10.5%	9.0%	8.6%	7.5%	7.7%	7.5%	7.9%	7.6%	7.7%	8.3%	7.8%	10.1%
LUZOSORN	9.5%	8.4%	8.8%	7.4%	7.5%	7.5%	8.1%	8.0%	7.9%	8.5%	8.4%	9.9%

Tabla 37: Distribución mensual de cada empresa.

Empresa	Barras
EMELARI	26.0% Lagunas 220 / 1,5% Crucero 220 / 72,6% Tarapacá 220
ELIQSA	18.9% Lagunas 220 / 0,9% Crucero 220 / 80,3% Tarapacá 220
ELECDASING	8.5% Atacama 220 / 77,7% Crucero 220 / 13,9% Encuentro 220
ELECDASIC	100,0% Diego de Almagro 220
EMELAT	6,7% Diego de Almagro 220 / 76,7% Cardones 220 / 16,5% Maitencillo 220 / 0,1% Pan de Azúcar 220
CHILQUINTA	85,5% Quillota 220 / 3,2% Nogales 220 / 2,6% Polpaico 220 / 8,7% Melipilla 220
CONAFE	2,1% Maitencillo 220 / 54,1% Pan de Azúcar 220 / 21,1% Los Vilos 220 / 22,0% Quillota 220 / 0,7% Nogales 220
EMELCA	95,7% Quillota 220 / 4,3% Nogales 220
LITORAL	78,8% Quillota 220 / 4,1% Nogales 220 / 17,1% Melipillas 220
CHILECTRA	0,3% Quillota 220 / 22,1% Polpaico 220 / 19,0% Chena 220 / 31,2% Alto Jahuel 220 / 27,2% Cerro Navia 220
EEPA	17,0% Polpaico 220 / 17,9% Chena 220 / 52,0% Alto Jahuel 220 / 13,2% Cerro Navia 220
CGE	10,1% Polpaico 220 / 25,3% Alto Jahuel 220 / 6,0% Cerro Navia 220 / 41,5% Ancoa 220 / 13,8% Hualpén 220
DISTRIBUCIÓN	
COPELAN	100,0% Charrúa 220
FRONTEL	44,6% Charrúa 220 / 0,6% Hualpen 220 / 33,4% Temuco 220 / 21,4% Lagunillas 220
SAESA	2,9% Temuco 220 / 25,5% Valdivia 220 / 18,2% Barro Blanco 220 / 53,5% Puerto Montt 220
CODINER	10,8% Charrúa 220 / 89,2% Temuco 220
EDECSA	94,7% Quillota 220 / 4,3% Nogales 220 / 0,2% Polpaico 220 / 0,9% Chena 220
CEC	98,1% Itahue 220 / 1,9% Charrúa 220
LUZLINARES	40,9% Ancoa 220 / 27,0% Itahue 220 / 32,1% Charrúa 220
LUZPARRAL	25,1% Ancoa 220 / 18,0% Itahue 220 / 56,9% Charrúa 220
COPELEC	5,5% Itahue 220 / 94,5% Charrúa 220
COELCHA	100,0% Charrúa 220
SOCOEPA	78,2% Valdivia 220 / 21,8% Barro Blanco 220
COOPREL	42,3% Valdivia 220 / 57,8% Barro Blanco 220
LUZ OSORNO	19,3% Valdivia 220 / 68,6% Barro Blanco 220 / 12,1% Puerto Montt 220
CRELL	11,8% Barro Blanco 220 / 88,2% Puerto Montt 220

Tabla 38: Distribución por barra de cada empresa.

ANEXO E: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

Plan de obras de generación corto plazo

A continuación se adjuntan las obras de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande a corto plazo.

Sistema	Proyecto	Propietario	Fecha	Tipo de	Potencia	Ubicación
SING	Andes Solar	AES Gener	ene-16	FV	21	Andes220
SING	Jama Etapa II	RIJN Capital	ene-16	FV	22.5	Calama110
SING	Finis Terrae I	Enel Green Power	feb-16	FV	69	Encuentro220
SING	Cochrane U1	AES Gener	abr-16	Carbón	236	Cochrane220
SING	Pampa Cama I	E-CL	abr-16	FV	6	Arica110
SING	Pular	RIJN CAPITAL	abr-16	FV	28.9	Calama110
SING	Paruma	RIJN CAPITAL	abr-16	FV	21.4	Calama110
SING	Arica Solar 1 II	Sky Solar Group	abr-16	FV	18	Parinaco66
SING	Arica Solar 1 II	Sky Solar Group	abr-16	FV	22	Parinaco66
SING	Bolero Etapa I	Helio Atacama Tres	may-16	FV	42	Laberinto220
SING	Bolero Etapa II	Helio Atacama Tres	jun-16	FV	42	Laberinto220
SING	Finis Terrae II	Enel Green Power	jun-16	FV	69	Encuentro220
SING	Uribe Solar	Gestamp	jul-16	FV	50	Uribe110
SING	Lascar Etapa I	RIJN CAPITAL	jul-16	FV	30	Calama110
SING	Lascar Etapa II	RIJN CAPITAL	jul-16	FV	34.6	Calama110
SING	Bolero Etapa III	Helio Atacama Tres	ago-16	FV	21	Laberinto220
SING	Sierra Gorda	Enel Green Power	ago-16	Eólico	112	Crucero220
SING	Kelar	BHP Billiton	sep-16	GNL	517	Enlace220
SING	Cochrane U2	AES Gener	sep-16	Carbón	236	Cochrane220
SING	PV Cerro Domina	Abengoa	oct-16	FV	100	Encuentro220
SING	Bolero Etapa IV	Helio Atacama Tres	oct-16	FV	41	Laberinto220
SING	Blue Sky 2	Crucero Este Dos	oct-16	FV	34	Encuentro220
SING	Blue Sky 1	Crucero Este Tres	oct-16	FV	51.6	Encuentro220
SING	Cerro Pabellón	Enel Green Power	dic-16	Geotérmica	48	Crucero220
SING	Quillagua I	Parque Eólico Quillagua	mar-17	FV	23	Crucero220
SING	Cerro Dominador	Abengoa	jun-17	Termosolar	110	Encuentro220
SING	Huatacondo	Austrian Solar	sep-17	FV	98	Lagunas220
SING	IEM	E-CL	sep-17	Carbón	375	Chacaya220
SING	Quillagua II	Parque Eólico Quillagua	oct-17	FV	27	Crucero220
SING	Usya	Acciona	oct-17	FV	25	Crucero220
SING	Quillagua III	Parque Eólico Quillagua	jun-18	FV	50	Crucero220

Tabla 39: Plan de obras de Generación del SING (CDEC-SING).

A su vez, las obras de generación en el Sistema Interconectado Central a corto plazo son:

Sistema	Proyecto	Propietario	Fecha	Tipo de	Potencia	Ubicación
SIC	Malalcahuello	Latin American Power	ene-16	Pasada	9.2	Temuco220
SIC	Carilafquén	Latin American Power	ene-16	Pasada	19.8	Temuco220
SIC	Chaka Etapa II	Central Solar Desierto I	ene-16	FV	27	DAlmagro220
SIC	Chaka Etapa I	Central Solar Desierto I	ene-16	FV	23	DAlmagro220
SIC	Valleland	Valleland SpA	ene-16	FV	67.4	Cardones220
SIC	PFV Olmué	Sunedison	mar-16	FV	144	Quillota220
SIC	Los Buenos Aires	Enel Green Power	mar-16	Eólico	24	Charrua154
SIC	Doña Carmen	IMELSA	mar-16	Diésel	70	Nogales220
SIC	Conejo Etapa I	Pattern Energy Group	abr-16	FV	104.5	DAlmagro220
SIC	Pampa Solar	Helio Atacama Nueve	abr-16	FV	69	DAlmagro220
SIC	Renaico	Enel Green Power	abr-16	Eólico	88	Temuco220
SIC	Valle Solar	Alpín	abr-16	FV	74	Maitenci220
SIC	Quilapilun	Sunedison	may-16	FV	103.2	AJahuel220
SIC	Carrera Pinto II	Enel Green Power	jun-16	FV	77	CPinto220
SIC	Río Colorado	GPE	jun-16	Pasada	15	Ancoa220
SIC	Los Loros	Solaire Direct	jun-16	FV	50	PColorada220
SIC	Ancoa	GPE	jun-16	Pasada	27	Ancoa220
SIC	Pelícano	Austrian Solar	jul-16	FV	100	Domeyko220
SIC	San Juan	Latin American Power	jul-16	Eólico	184.8	PColorada220
SIC	Abasol	Avantia	ago-16	FV	61.5	PColorada220
SIC	Divisadero	Avenir Solar Chile	sep-16	FV	65	Maiten110
SIC	El Romero	Acciona	sep-16	Solar	196	PColorada220
SIC	La Mina	Colbún	sep-16	Pasada	34	Ancoa220
SIC	Guanaco Solar	Gestamp	ene-17	FV	50	DAlmagro220
SIC	Malgarida	Acciona	abr-17	FV	28	DAlmagro220
SIC	CTM-3*	E-CL	jun-17	Diésel/gas	250.8	Cardones220
SIC	Ñuble	Eléctrica Puntilla	jun-18	Pasada	136	Ancoa220
SIC	Campesino	Biobío Generación	sep-18	GNL	630	Charrua220
SIC	AM-Las Lajas	AES Gener	dic-18	Pasada	267	AltoMaipo110
SIC	Los Cóndores	Endesa	dic-18	Pasada	150	Ancoa220
SIC	AM-Alfalfal II	AES Gener	may-19	Pasada	264	Alfalfal220
SIC	San Pedro	Colbún	oct-20	Pasada	170	Ciruelos220

Tabla 40: Plan de obras de Generación del SIC (CDEC-SIC).

Plan de obras de generación Escenario 1

El plan de obras de generación del escenario base es idéntico al plan de obras del escenario base.

Sistema	Central	Fecha	Potencia MW	Tecnología	Barra de conexión
SIC	Mediterráneo	sep-21	233.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
SIC	Módulo 02	mar-40	500.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Módulo 03	ene-36	460.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Módulo 05	ene-33	360.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	20.0	Minihidro	Ancoa 220
SIC	Hidroeléctrica VIII Región 02	mar-28	20.0	Minihidro	Charrúa 220
SIC	Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-29	20.0	Minihidro	Charrúa 220
SIC	Grupo MH X Región 01	ene-27	60.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SING	CC2	ene-21	372.6	Petróleo Diésel	Atacama 220
SING	DEUTZ	ene-21	2.0	Petróleo Diésel	Enaex 110
SIC	Eólica IV Región 01	ene-41	100.0	Eólica	Charrúa 220
SIC	Eólica IV Región 02	ene-42	50.0	Eólica	Pan de Azúcar 110
SING	EOLICO SING I	dic-25	250.0	Eólica	Laberinto 220
SING	EOLICO SING II	abr-35	200.0	Eólica	Crucero 220
SING	EOLICO SING III	ene-34	200.0	Eólica	Encuentro 220
SING	EOLICO SING IV	ene-37	300.0	Eólica	Encuentro 220
SING	EOLICO SING V	ene-36	150.0	Eólica	Lagunas 220
SING	EOLICO SING VI	ene-40	100.0	Eólica	Escondida 220
SING	MEJILLONES I	nov-30	342.0	Carbón	Chacaya 220
SING	MEJILLONES II	mar-34	342.0	Carbón	Los Changos 500
SING	MEJILLONES III	oct-26	342.0	Carbón	Chacaya 220
SING	Tarapacá I	ene-28	342.0	Carbón	Tarapacá 220
SING	Tarapacá II	oct-33	342.0	Carbón	Tarapacá 220
SING	Tarapacá III	ene-37	342.0	Carbón	Tarapacá 220
SING	Tarapacá IV	ene-42	342.0	Carbón	Tarapacá 220
SIC	Carbón Cardones 01	mar-40	342.0	Carbón	Nueva Cardones 500
SIC	Carbón Cardones 02	ene-42	342.0	Carbón	Nueva Cardones 500
SIC	Carbón Maitencillo 01	nov-28	342.0	Carbón	Nueva Maitencillo 500
SIC	Carbón Maitencillo 02	feb-30	342.0	Carbón	Maitencillo 220
SIC	Carbón Maitencillo 03	jul-36	342.0	Carbón	Maitencillo 220
SIC	Carbón Pan de Azúcar 01	oct-31	342.0	Carbón	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	Carbón Pan de Azúcar 02	nov-38	400.0	Carbón	Pan de Azúcar 220
SIC	Carbón Pan de Azúcar 03	oct-38	400.0	Carbón	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	Carbón Nogales 01	sep-26	342.0	Carbón	Nogales 220
SIC	Carbón Nogales 02	ene-39	342.0	Carbón	Nogales 220
SIC	Carbón Polpaico 01	mar-32	400.0	Carbón	Polpaico 220
SIC	Carbón Polpaico 02	ene-35	400.0	Carbón	Polpaico 500
SIC	Carbón Polpaico 03	feb-41	400.0	Carbón	Polpaico 500
SIC	San Isidro 01 GNL New	ene-29	350.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 GNL New	ene-38	392.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	Tierra Noble	ene-21	575.0	Gas Natural	Nueva Charrúa 500
SIC	Los Guindos CC	ene-21	420.0	Gas Natural	Nueva Charrúa 220
SIC	Solar SIC 4	ene-21	100.0	Fotovoltaica	Pan de Azúcar 220
SIC	San Isidro 01 GNL	dic-28	-350.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 GNL	dic-38	-392.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro Diésel	dic-28	-305.0	Petróleo Diésel	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 CC Diésel	dic-38	-350.0	Petróleo Diésel	San Luis 220
SIC	Nueva Renca Diésel	dic-37	-312.0	Petróleo Diésel	Renca 110

Tabla 41: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 1

Plan de obras de generación Escenario 2

Sistema	Central	Fecha entrada	Potencia [MW]	Tecnología	Barra
SIC	Mediterráneo	sep-21	233.0	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
SING	CC2	ene-21	372.6	Diésel	Atacama 220
SING	DEUTZ	ene-21	2.0	Diésel	Enaex 110
SIC	Tierra Noble	ene-21	575.0	Gas Natural	Nueva Charrúa 500
SIC	Los Guindos CC	ene-21	420.0	Gas Natural	Nueva Charrúa 220
SIC	Solar SIC 4	ene-21	100.0	Fotovoltaica	Pan de Azúcar 220
SIC	Hidroeléctrica VII R03	ene-22	20.0	Minihidro	Ancoa 220
SING	EOLICO SING I	dic-25	250.0	Eólica	Laberinto 220
SING	Tarapacá GNL I	ene-26	350.0	Gas Natural	Tarapacá 220
SIC	Grupo MH X Región 01	ene-27	60.0	Pasada	Puerto Montt 500
SIC	Puchuncaví CC I	ene-27	575.0	Gas Natural	Polpaico 500
SIC	Hidroeléctrica VIII R02	mar-28	20.0	Minihidro	Charrúa 220
SIC	Alto Jahuel CC I	ene-28	575.0	Gas Natural	Alto Jahuel 500
SIC	San Isidro 01 GNL	dic-28	-350.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro Diésel	dic-28	-305.0	Diésel	San Luis 220
SIC	Hidroeléctrica VIII R03	ene-29	20.0	Minihidro	Charrúa 220
SIC	San Isidro 01 GNL New	ene-29	350.0	Gas Natural	San Luis 220
SING	MEJILLONES GNL I	feb-29	350.0	Gas Natural	Los Changos 500
SIC	Puchuncaví CC II	feb-31	575.0	Gas Natural	Polpaico 500
SING	MEJILLONES GNL II	ene-32	350.0	Gas Natural	Los Changos 500
SIC	Punta Colorada CC I	ene-33	575.0	Gas Natural	Punta Colorada 500
SING	EOLICO SING III	ene-34	200.0	Eólica	Encuentro 220
SIC	Puchuncaví CC III	ene-34	575.0	Gas Natural	Polpaico 500
SING	EOLICO SING II	abr-35	200.0	Eólica	Crucero 220
SING	Tarapacá GNL II	feb-35	350.0	Gas Natural	Tarapacá 220
SING	EOLICO SING V	ene-36	150.0	Eólica	Lagunas 220
SIC	Alto Jahuel CC II	ene-36	575.0	Gas Natural	Alto Jahuel 500
SING	EOLICO SING IV	ene-37	300.0	Eólica	Encuentro 220
SIC	Maitencillo CC I	ene-37	575.0	Gas Natural	Nueva Maitencillo 500
SIC	Nueva Renca Diésel	dic-37	-312.0	Diésel	Renca 110
SIC	San Isidro 02 GNL New	ene-38	392.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	Alto Jahuel CC III	ene-38	575.0	Gas Natural	Alto Jahuel 500
SIC	San Isidro 02 GNL	dic-38	-392.0	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 CC Diésel	dic-38	-350.0	Diésel	San Luis 220
SIC	Puchuncaví CC IV	ene-39	575.0	Gas Natural	Polpaico 500
SING	EOLICO SING VI	ene-40	100.0	Eólica	Escondida 220
SING	Tarapacá GNL III	feb-40	350.0	Gas Natural	Tarapacá 220
SIC	Maitencillo CC II	ene-40	575.0	Gas Natural	Nueva Maitencillo 500
SIC	Eólica IV Región 01	ene-41	100.0	Eólica	Charrúa 220
SIC	Punta Colorada CC II	ene-41	575.0	Gas Natural	Punta Colorada 500
SIC	Eólica IV Región 02	ene-42	50.0	Eólica	Pan de Azúcar 110
SING	MEJILLONES GNL III	ene-42	350.0	Gas Natural	Los Changos 500
SIC	Alto Jahuel CC IV	ene-42	575.0	Gas Natural	Alto Jahuel 500

Tabla 42: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 2

Plan de obras de generación Escenario 3

Sistema	Central	Fecha entrada	Potencia MW	Tecnología	Barra de conexión
SIC	Neltume	sep-26	473	Pasada	Ciruelos 220
SIC	Cuervo	jul-26	640	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Blanco Austral	ene-27	375	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Mediterráneo	sep-21	233	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
SIC	Módulo 01	abr-35	660	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Módulo 02	mar-34	500	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Módulo 03	sep-36	460	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SIC	Hidroeléctrica VII R03	ene-22	20	Minihidro	Ancoa 220
SIC	Hidroeléctrica VIII R02	mar-28	20	Minihidro	Charrúa 220
SIC	Hidroeléctrica VIII R03	ene-29	20	Minihidro	Charrúa 220
SIC	Grupo MH X R01	ene-27	60	Pasada	Nueva Puerto Montt 500
SING	CC2	ene-21	372.6	Diésel	Atacama 220
SING	DEUTZ	ene-21	2	Diésel	Enaex 110
SIC	Cabo Leones I	ene-26	170	Eólica	Paposo 220
SIC	Cabo Leones II	ene-26	204	Eólica	Don Goyo 220
SIC	Eólica IV Región 01	ene-28	100	Eólica	Charrúa 220
SIC	Eólica IV Región 02	ene-29	50	Eólica	Pan de Azúcar 110
SIC	Eólica IV Región 03	oct-28	50	Eólica	Los Vilos 220
SIC	Eólica IV Región 04	ene-28	50	Eólica	Los Vilos 220
SIC	Eólica IV Región 06	oct-38	50	Eólica	Punta Colorada 220
SIC	Eólica Concepción 01	nov-28	100	Eólica	Nueva Charrúa 220
SIC	Eólica Concepción 02	ene-30	50	Eólica	Concepción 220
SIC	Eólica Concepción 04	mar-26	50	Eólica	Concepción 220
SIC	Eólica Concepción 05	ene-30	100	Eólica	Nueva Charrúa 220
SIC	Chiloé I	ene-38	80	Eólica	Chiloe 220
SIC	Chiloé II	jul-39	100	Eólica	Chiloe 220
SIC	Eólica Concepción 08	ene-40	100	Eólica	Concepción 220
SING	EOLICO SING I	dic-25	250	Eólica	Laberinto 220
SING	EOLICO SING II	abr-35	200	Eólica	Crucero 220
SING	EOLICO SING III	ene-34	200	Eólica	Encuentro 220
SING	EOLICO SING IV	ene-37	300	Eólica	Encuentro 220
SING	EOLICO SING V	ene-36	150	Eólica	Lagunas 220
SING	EOLICO SING VI	ene-39	100	Eólica	Escondida 220
SING	MEJILLONES GNL I	ene-42	350	Gas Natural	Los Changos 500
SING	Tarapacá GNL I	ene-39	350	Gas Natural	Tarapacá 220
SIC	San Isidro 01 GNL N	ene-29	350	Gas Natural	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 GNL N	ene-38	392	Gas Natural	San Luis 220
SIC	Puchuncaví CC I	ene-36	575	Gas Natural	Polpaico 500
SIC	Puchuncaví CC II	ene-39	575	Gas Natural	Polpaico 500
SIC	Alto Jahuel CC I	ene-38	575	Gas Natural	Alto Jahuel 500
SIC	Alto Jahuel CC II	mar-41	575	Gas Natural	Alto Jahuel 500
SIC	Tierra Noble	ene-21	575	Gas Natural	Nueva Charrúa 500
SIC	Los Guindos CC	ene-21	420	Gas Natural	Nueva Charrúa 220
SIC	Solar SIC 1	ene-31	200	FV	Pan de Azúcar 220
SIC	Solar SIC 2	ene-32	300	FV	Polpaico 220
SIC	Solar SIC 3	jul-36	300	FV	Diego de Almagro 220
SIC	Solar SIC 4	ene-21	100	FV	Pan de Azúcar 220
SIC	Solar SIC 5	jul-38	250	FV	Diego de Almagro 220
SIC	Solar SIC 6	jul-39	300	FV	Diego de Almagro 220
SIC	Solar SIC 7	ene-42	300	FV	Carrera Pinto 220
SIC	Solar SIC 8	ene-42	200	FV	Carrera Pinto 220
SIC	Solar SIC 10	ene-22	100	FV	Maitencillo 220

Tabla 43: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte A)

Sistema	Central	Fecha entrada	Potencia MW	Tecnología	Barra de conexión
SIC	CSP TES SIC I	abr-38	100	Termosolar	Nueva Cardones 220
SIC	CSP TES SIC II	abr-39	150	Termosolar	Nueva Cardones 220
SIC	CSP TES SIC III	abr-41	150	Termosolar	Nueva Cardones 220
SIC	CSP SIC I	jul-29	360	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	CSP SIC II	ene-30	360	Termosolar	Polpaico 500
SIC	CSP SIC III	nov-28	360	Termosolar	Polpaico 500
SIC	CSP SIC IV	feb-41	360	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	CSP SIC V	dic-31	360	Termosolar	Polpaico 500
SIC	CSP SIC VI	oct-32	360	Termosolar	Nueva Charrúa 500
SIC	CSP SIC VII	jul-32	360	Termosolar	Polpaico 500
SIC	CSP SIC VIII	abr-37	360	Termosolar	Nueva Maitencillo 500
SIC	CSP SIC IX	abr-36	360	Termosolar	Polpaico 500
SIC	Solar Acum 1 SIC	ene-29	150	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	Solar Acum 2 SIC	ene-38	150	Termosolar	Polpaico 500
SIC	Solar Acum 3 SIC	ene-37	150	Termosolar	Nueva Maitencillo 500
SIC	Solar Acum 4 SIC	ene-38	150	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	Solar Acum 5 SIC	ene-38	150	Termosolar	Polpaico 500
SIC	Solar Acum 6 SIC	ene-40	150	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SIC	Solar Acum 7 SIC	ene-40	150	Termosolar	Polpaico 500
SIC	Solar Acum 8 SIC	ene-41	150	Termosolar	Nueva Maitencillo 500
SIC	Solar Acum 9 SIC	ene-41	150	Termosolar	Polpaico 500
SIC	Solar Acum 10 SIC	ene-42	150	Termosolar	Nueva Pan de Azúcar 500
SING	Solar SING I	feb-26	150	FV	Lagunas 220
SING	Solar SING II	ene-28	150	FV	Lagunas 220
SING	Solar SING III	ene-30	200	FV	Encuentro 220
SING	Solar SING IV	abr-36	150	FV	Lagunas 220
SING	Solar SING V	nov-39	75	FV	Arica 066
SING	Solar SING VI	ene-21	100	FV	Crucero 220
SING	Solar SING VII	ene-42	100	FV	Crucero 220
SING	Solar SING VIII	ene-40	300	FV	Nva Crucero Encuentro 500
SING	Geotérmica Apache 02	ene-42	40	Geotérmica	Collahuasi 220
SING	Geotérmica Irruputunco	ene-42	50	Geotérmica	Andes 220
SING	Geotérmica Pollo01	ene-30	100	Geotérmica	Pozo Almonte 220
SING	Geotérmica Pollo02	ene-34	100	Geotérmica	Pozo Almonte 220
SING	Geotérmica Puchul 01	abr-40	40	Geotérmica	Cerro Colorado 110
SING	Geotérmica Puchul 02	abr-40	60	Geotérmica	Cerro Colorado 110
SING	Geotérmica Puchul 03	ene-42	80	Geotérmica	Cerro Colorado 110
SING	CSP TES I	ene-38	150	FV	Nva Crucero Encuentro 220
SING	CSP TES II	ene-40	150	FV	Encuentro 220
SING	CSP TES III	ene-41	150	FV	Crucero 220
SING	Solar Acum 1	ene-21	150	Termosolar	Lagunas 220
SING	Solar Acum 2	ene-26	150	Termosolar	Crucero 220
SING	Solar Acum 3	ene-26	150	Termosolar	Encuentro 220
SING	Solar Acum 4	ene-26	150	Termosolar	Laberinto 220
SING	Solar Acum 5	ene-28	150	Termosolar	Laberinto 220
SING	Solar Acum 6	ene-28	150	Termosolar	Lagunas 220
SING	Solar Acum 7	ene-29	150	Termosolar	Crucero 220
SING	Solar Acum 8	oct-30	150	Termosolar	Encuentro 220
SING	Solar Acum 9	oct-30	150	Termosolar	Laberinto 220
SING	Solar Acum 10	oct-30	350	Termosolar	Pozo Almonte 220
SING	Solar Acum 11	jun-31	350	Termosolar	Pozo Almonte 220
SING	Solar Acum 12	oct-34	350	Termosolar	Pozo Almonte 220

Tabla 44: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte B)

Sistema	Central	Fecha entrada	Potencia MW	Tecnología	Barra de conexión
SING	Solar Acum 13	ene-32	350	Termosolar	Pozo Almonte 220
SING	Atacama Solar	ene-32	283	FV	Tarapacá 220
SING	Laberinto FV	ene-40	146.5	FV	Laberinto 220
SING	Crucero FV	ene-40	288.2	FV	Crucero 220
SING	CSP Tamarugal Solar	oct-26	450	Termosolar	Encuentro 220
SING	Pedro de Valdivia	mar-28	360	Termosolar	Encuentro 220
SING	CSP SING I	feb-33	450	Termosolar	Tarapacá 220
SING	CSP SING II	ene-41	450	Termosolar	Nva Crucero Encuentro 500
SING	CSP SING III	sep-31	450	Termosolar	Nva Crucero Encuentro 500
SING	CSP SING IV	ene-39	450	Termosolar	Nva Crucero Encuentro 500
SIC	San Isidro 01 GNL	dic-28	-350	GNL	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 GNL	dic-38	-392	GNL	San Luis 220
SIC	San Isidro Diésel	dic-28	-305	Diésel	San Luis 220
SIC	San Isidro 02 CC Diésel	dic-38	-350	Diésel	San Luis 220
SIC	Nueva Renca Diésel	dic-37	-312	Diésel	Renca 110

Tabla 45: Plan de obras de generación largo plazo – Escenario 3 (parte C)

ANEXO F: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Descripción	Propietario	Fecha Estimada Puesta en Servicio
Ampliación SE Ciruelos 220 kV	TRANSELEC	ene-17
Tendido segundo circuito línea Cardones - Diego de Almagro con secc. en SE Carrera Pinto	ELETRANS	ene-17
Seccionamiento barra principal Carrera Pinto	TRANSELEC	ene-17
Seccionamiento barras 500kV SE Alto Jahuel	TRANSELEC	feb-17
Seccionamiento barras 500 kV SE Ancoa	TRANSELEC	feb-17
Seccionamiento barras 500 kV SE Charrúa	TRANSELEC	feb-17
Seccionamiento completo en SE Rahue	TRANSELEC	feb-17
Ampliación SE San Andrés	San Andrés	abr-17
Ampliación SE Temuco	TRANSELEC	jul-17
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	TRANSELEC	oct-17
Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	ELETRANS	oct-17
Ampliación S/E Cardones 220 kV	TRANSELEC	oct-17
Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	Colbún Transmisión	oct-17
Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	TRANSELEC	oct-17
Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	TRANSELEC	oct-17
Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	Transchile S.A.	oct-17
Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbún Transmisión	oct-17
Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	TRANSELEC	ene-18
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2 x 500 kV	INTERCHILE	dic-17
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2 x 500 kV	INTERCHILE	dic-17
Nueva línea 2x220 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Kapatur	(*)	ene-18
Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2 x 500 kV	INTERCHILE	ene-18
Banco Autotransformadores 500/220 kV	INTERCHILE	ene-18
Banco Autotransformadores 500/220 kV	INTERCHILE	ene-18
Banco Autotransformadores 500/220 kV	INTERCHILE	ene-18
Línea Charrúa - Ancoa - 2x 500 kV: primer circuito	Charrúa Transmisora de Energía	feb-18
Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	TRANSELEC	mar-18
Subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro	(*)	abr-18
Secc. líneas 2x500 kV Charrúa-Ancoa y Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	(*)	nov-18
Nueva Línea 2x 220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	ELETRANS	may-18
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	ELETRANS	may-18
Nueva Línea 1x 220 kV A. Melipilla - Rapel	ELETRANS II	oct-18
Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla	ELETRANS II	oct-18
Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	TRANSELEC	ene-19
Nueva línea 2x220 kV entre SE Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	(*)	oct-19
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	(*)	may-21
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	ELETRANS	oct-18
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro y cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	San Andrés	abr-19
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	TRANSELEC	oct-18
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	Parque Eólico El Arrayán	oct-18

Tabla 46: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SIC (parte A).

Descripción	Propietario	Fecha Estimada Puesta en Servicio
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	Parque Eólico Los Cururos	oct-18
S/E Seccionadora El Llano 220 kV, Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	Colbún Transmisión	jun-19
Normalización en S/E Chena 220 kV	Chilectra	oct-18
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	TRANSELEC	oct-18
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Lo Aguirre 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	TRANSELEC	oct-18
Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	TRANSELEC	ene-18
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	Colbún Transmisión	ene-18
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	Colbún Transmisión	oct-18
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	Colbún Transmisión	oct-18
Normalización en S/E Ancoa 220 kV	Colbún Transmisión	oct-18
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	TRANSELEC	oct-18
Normalización en S/E Duqueco 220 kV	TRANSNET	abr-19
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	TRANSELEC	oct-18
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	STS	oct-18
Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	TRANSELEC	ago-18
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	-	abr-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	-	oct-19

Tabla 47: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SIC (parte B).

Descripción	Propietario	Fecha estimada puesta en servicio
Banco de condensadores de 60 MVA y cambio TTCC paños J1 y J2	TRANSELEC	oct-15
Aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC SE Crucero	TRANSELEC	dic-15
SE Seccionadora Miraje 220 kV	TRANSELEC	ene-16
Barra seccionadora en 220kV en la SE Tarapacá	TRANSELEC	mar-16
Nueva Línea 2 x 220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito	INTERCHILE	abr-17
Tendido segundo circuito línea 2 x 220 kV Encuentro - Lagunas	INTERCHILE	abr-17
Nueva línea 2x220 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Kapatur	(*)	ene-18
Nueva SE Crucero Encuentro	(*)	nov-18
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	(**)	may-19
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	(**)	may-19
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	E-CL	may-19
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en SE Los Changos	(*)	oct-20
Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	TRANSEMEL	oct-18
Incorporación de paño de línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	TRANSELEC	oct-18
Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	TRANSEMEL	oct-18
Incorporación de paño de línea 1x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	TRANSEMEL	oct-18
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	E-CL	oct-18
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	SunEdison	oct-18
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	TRANSELEC	oct-18

Tabla 48: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SING (parte A).

Descripción	Propietario	Fecha estimada puesta en servicio
Cambio de TTCC líneas 1x220 kV Encuentro - El Tesoso y El Tesoro - Esperanza	Minera El Tesoro - Minera Esperanza	abr-18
Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto - El Cobre en S/E Laberinto 220 kV	E-CL	oct-18
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	Angamos	oct-18
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	AES Gener	oct-18
Normalización en S/E El Cobre 220 kV	E-CL	oct-18
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV; Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	-	abr-21

Tabla 49: Plan de obras de transmisión (decretadas) – SING (parte B).

Diagrama unilineal SING simplificado:

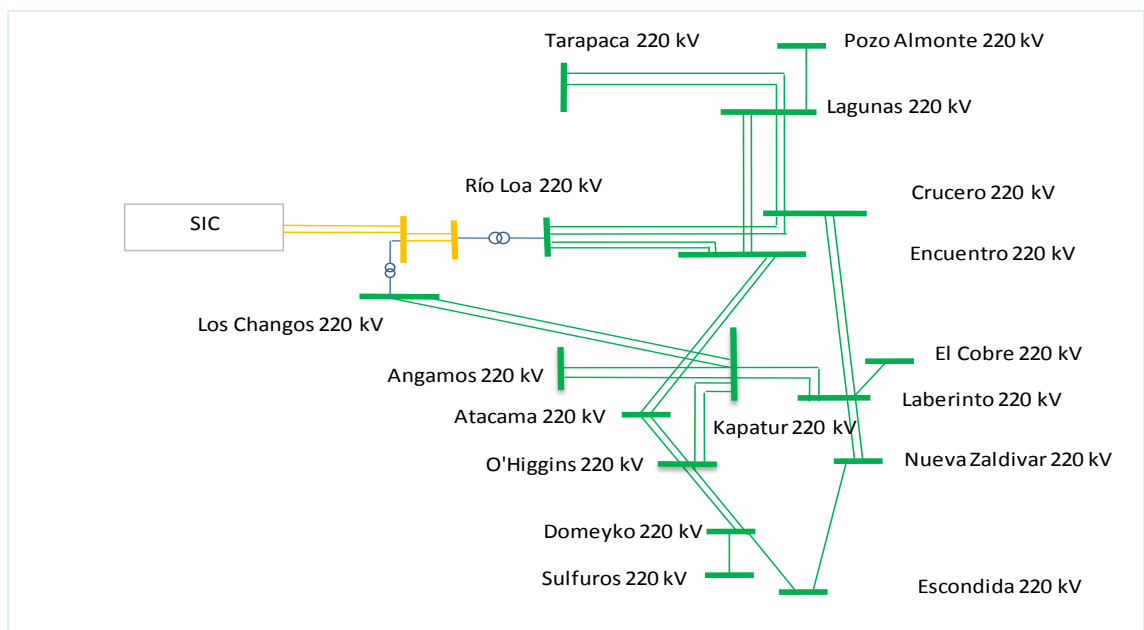


Figura 25: Diagrama reducido del SING

Diagrama unilíneal SIC Norte simplificado:

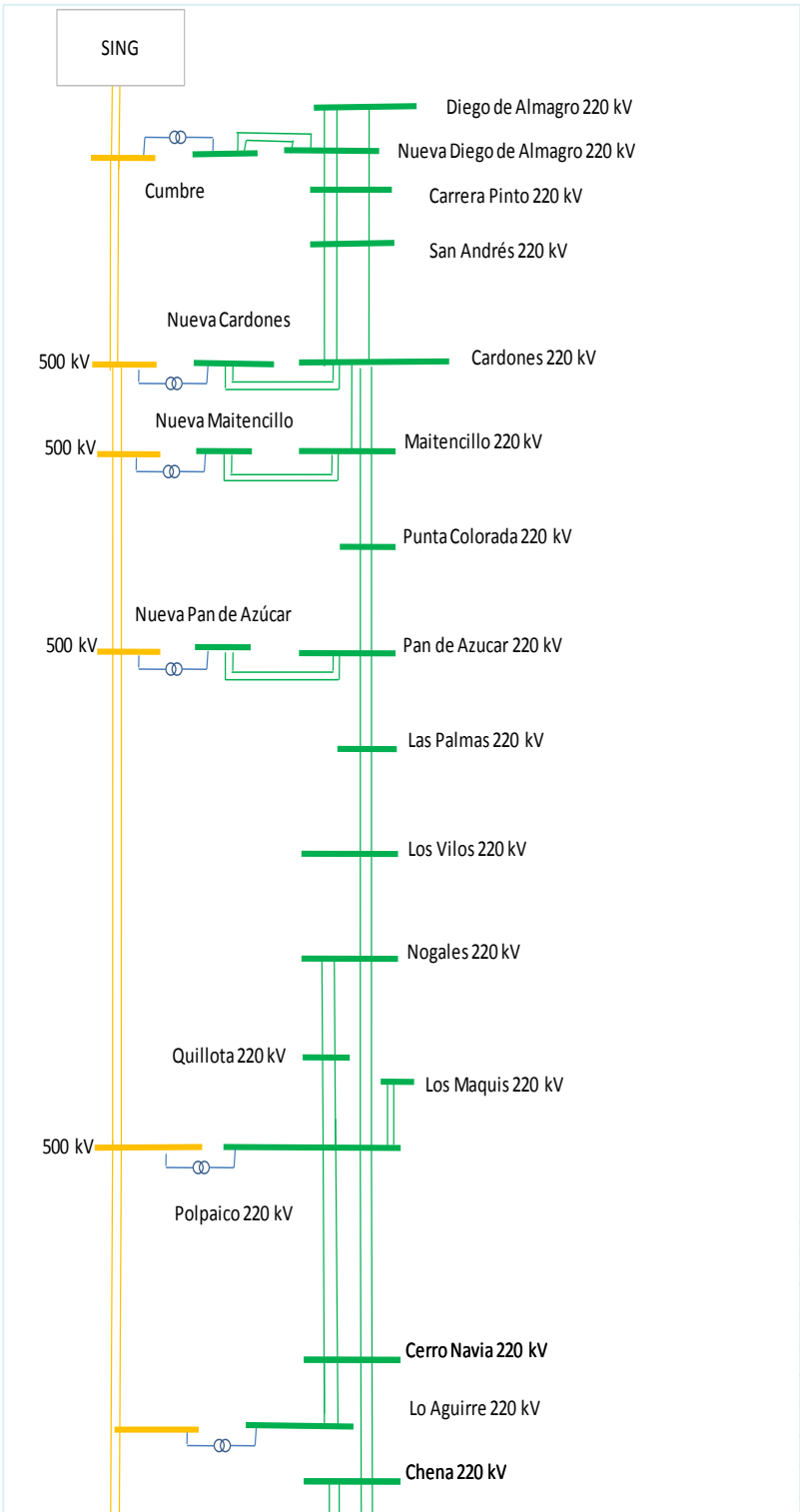


Figura 26: Diagrama simplificado del SIC Norte.

Diagrama unilineal SIC Sur simplificado:

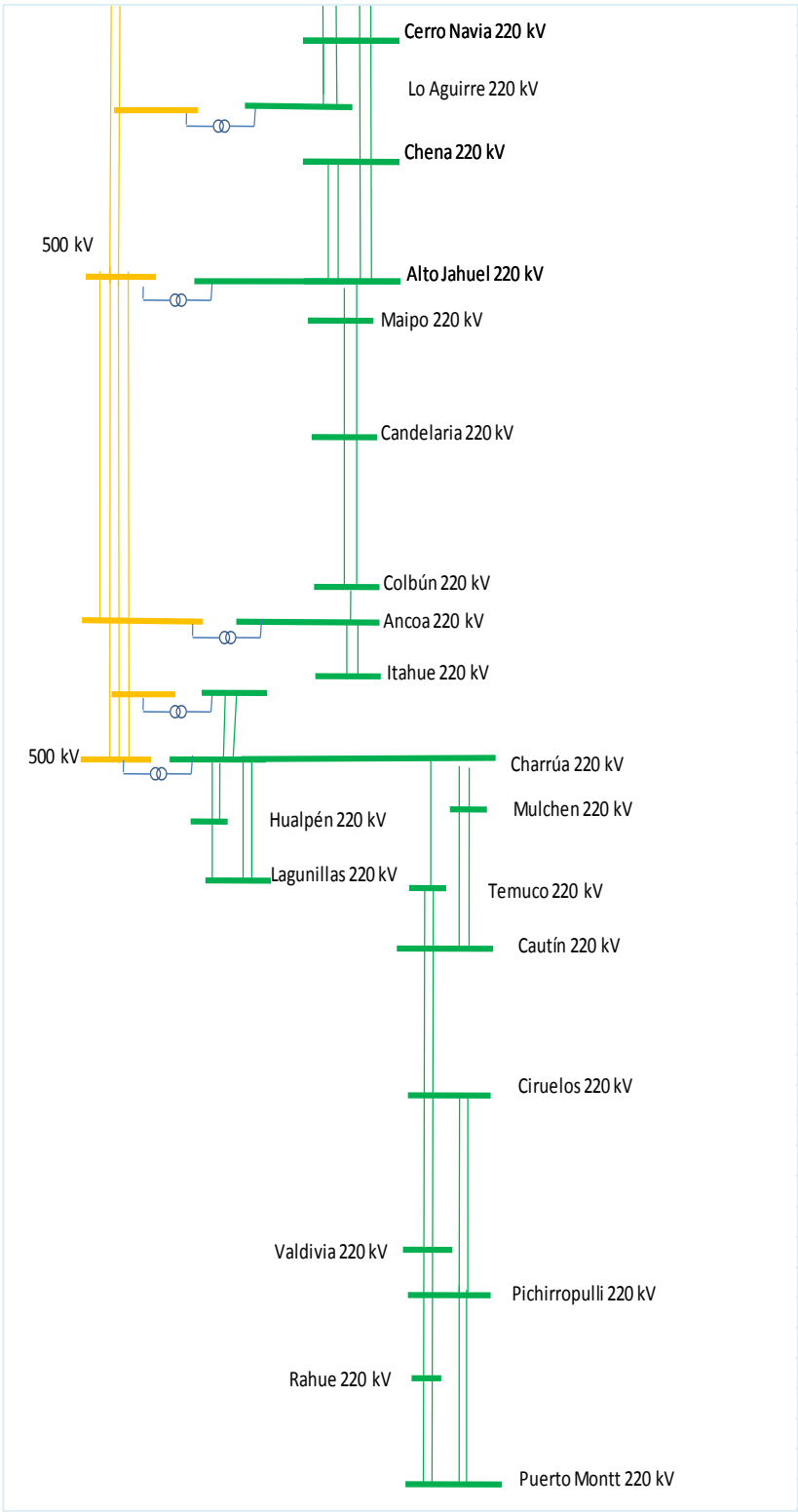


Figura 27: Diagrama simplificado del SIC Sur.

ANEXO G: COSTOS DE DESARROLLO POR ESCENARIO

En este apartado se adjunta el costo de desarrollo evaluado para todos los tipos de tecnologías aplicando el impuesto de emisiones de CO₂.

Tecnología	CI [MUS\$/MW]	COMA [\$/kW-yr]	Factor de Planta	Rendimiento Térmico [Btu/kWh]	Costo Combustible [USD/MMbtu]	Ccvc [\$/MWh]	Ccvcn [\$/MWh]	CTEP con impuesto
Hidráulica	3.4	73	58%	-	-	0	0	82.4
Fotovoltaica	2.1	25	32%	-	-	0	6	63.7
Carbón	3	63	85%	8976	4.2	38.1	3	89.9
Gas Natural	1.3	23	70%	6309	11.2	70.7	2.5	98.1
Geotermia	6.5	104	95%	-	-	0	2	90.5
Eólica	2.3	53	35%	-	-	0	7.7	80.0
Termosolar	5	48	62%	-	-	0	6	95.4
Biomasa	2.7	63	85%	-	-	0	0	56.1

Tabla 50: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario base.

Tecnología	CI [MUS\$/MW]	COMA [\$/kW-yr]	Factor de Planta	Rendimiento Térmico [Btu/kWh]	Costo Combustible [USD/MMbtu]	Ccvc [\$/MWh]	Ccvcn [\$/MWh]	CTEP con impuesto
Hidráulica	3.4	73	58%	-	-	0	0	82.4
Fotovoltaica	2.1	25	32%	-	-	0	6	63.7
Carbón	3	63	85%	8976	4.2	38.1	3	92.5
Gas Natural	1.3	23	70%	6309	11.2	70.7	2.5	100.1
Geotermia	6.5	104	95%	-	-	0	2	90.5
Eólica	2.3	53	35%	-	-	0	7.7	80.0
Termosolar	5	48	62%	-	-	0	6	95.4
Biomasa	2.7	63	85%	-	-	0	0	56.1

Tabla 51: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 1.

Tecnología	CI [MUS\$/MW]	COMA [\$/kW-yr]	Factor de Planta	Rendimiento Térmico [Btu/kWh]	Costo Combustible [USD/MMbtu]	Ccvc [\$/MWh]	Ccvcn [\$/MWh]	CTEP con impuesto
Hidráulica	3.4	73	58%	-	-	0	0	82.4
Fotovoltaica	2.1	25	32%	-	-	0	6	63.7
Carbón	3	63	85%	8976	4.2	38.1	3	101.9
Gas Natural	1.3	23	70%	6309	11.2	70.7	2.5	101.7
Geotermia	6.5	104	95%	-	-	0	2	90.5
Eólica	2.3	53	35%	-	-	0	7.7	80.0
Termosolar	5	48	62%	-	-	0	6	95.4
Biomasa	2.7	63	85%	-	-	0	0	56.1

Tabla 52: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 2.

Tecnología	CI [MUS\$/MW]	COMA [\$/kW-yr]	Factor de Planta	Rendimiento Térmico [Btu/kWh]	Costo Combustible [USD/MMbtu]	Ccvc [\$/MWh]	Ccvcn [\$/MWh]	CTEP con impuesto
Hidráulica	3.4	73	58%	-	-	0	0	82.4
Fotovoltaica	2.1	25	32%	-	-	0	6	63.7
Carbón	3	63	85%	8976	4.2	38.1	3	117.9
Gas Natural	1.3	23	70%	6309	11.2	70.7	2.5	109.1
Geotermia	6.5	104	95%	-	-	0	2	90.5
Eólica	2.3	53	35%	-	-	0	7.7	80.0
Termosolar	5	48	62%	-	-	0	6	95.4
Biomasa	2.7	63	85%	-	-	0	0	56.1

Tabla 53: Costo de desarrollo por tecnología – Escenario 3.

ANEXO H: COSTOS MARGINALES MENSUALES

En este apartado se adjuntan el promedio de los costos marginales mensuales para los tres escenarios evaluados, como agregado a los presentados en el informe.

Escenario 1

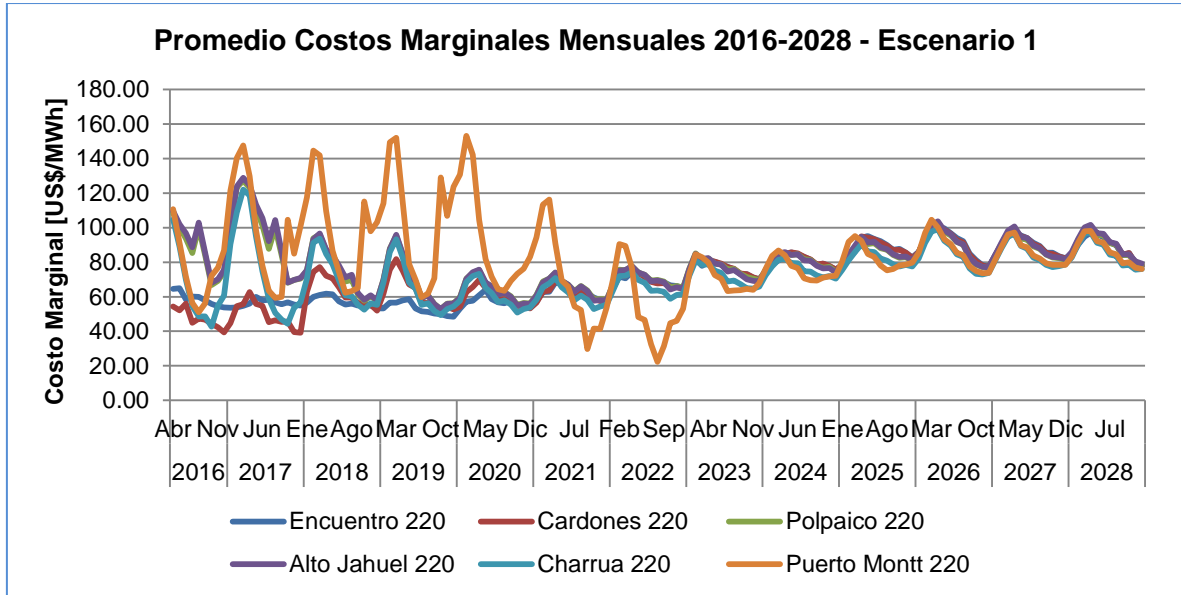


Figura 28: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 1.

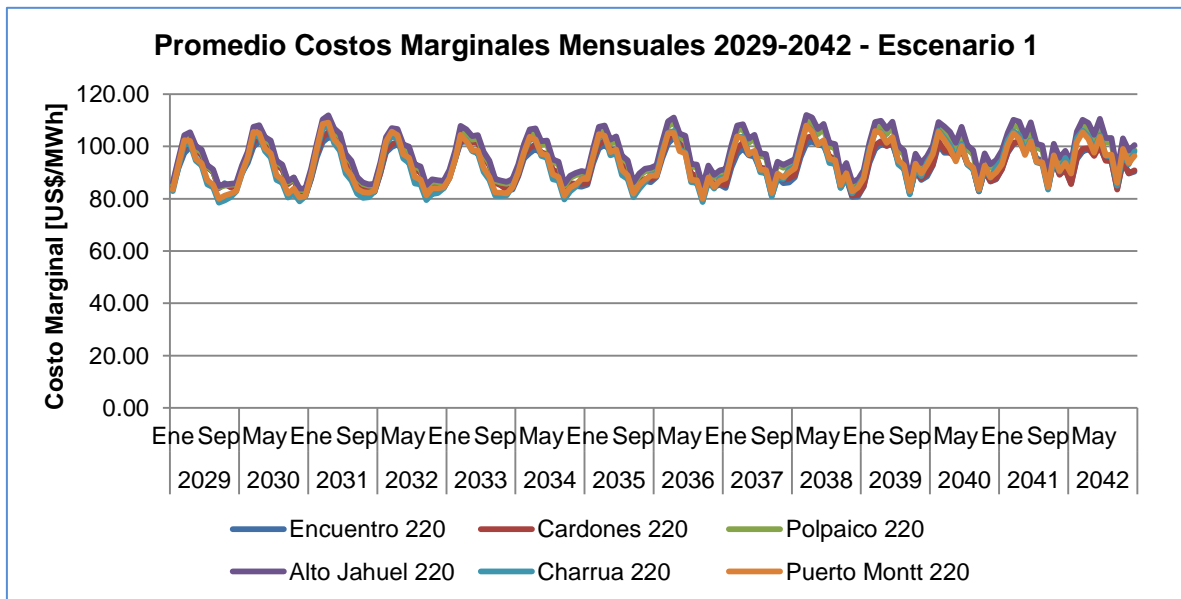


Figura 29: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 1.

Escenario 2

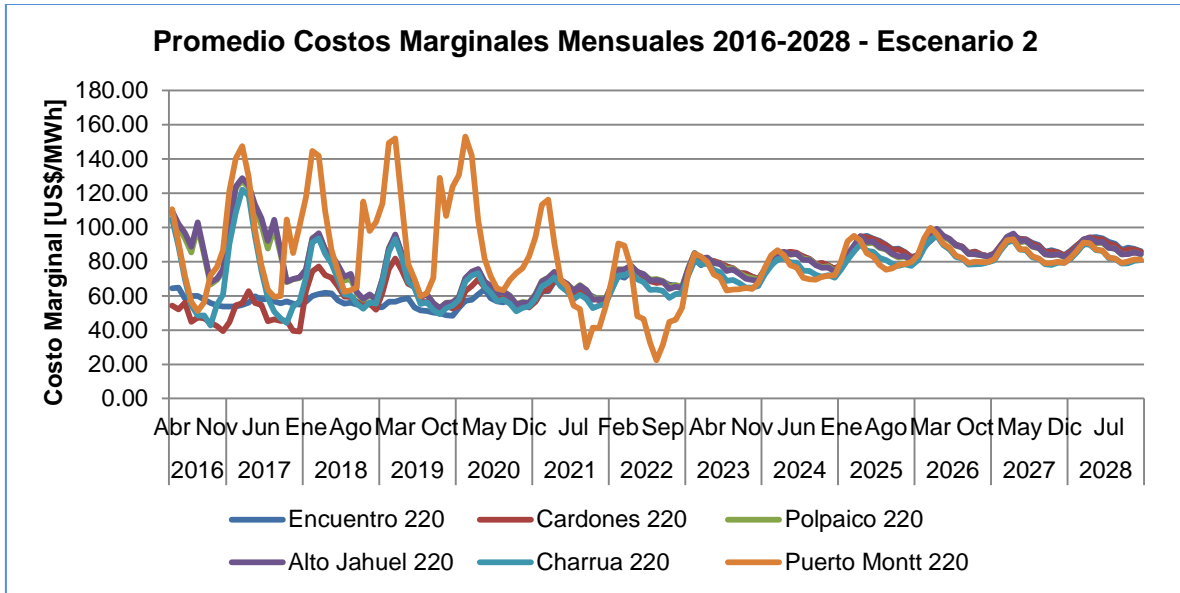


Figura 30: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 2.

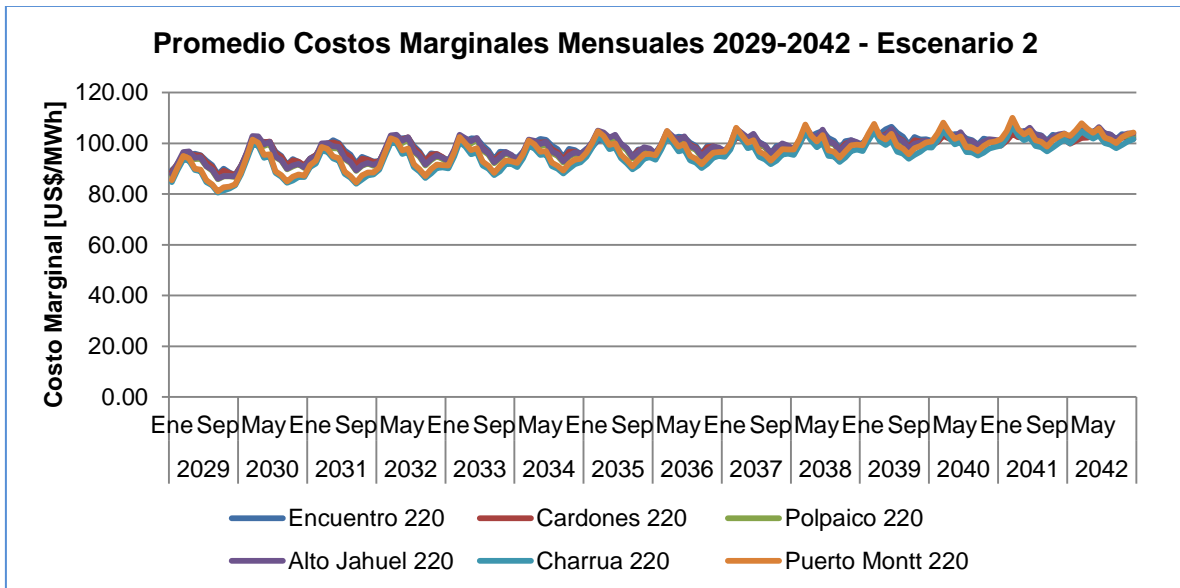


Figura 31: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 2.

Escenario 3

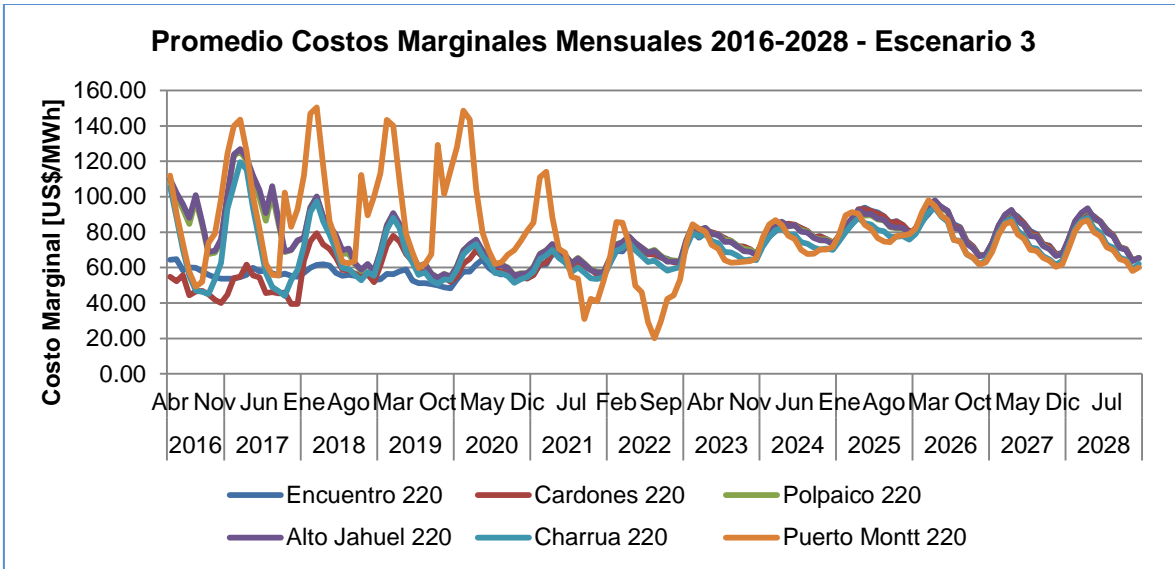


Figura 32: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2016-2028 – Escenario 3.

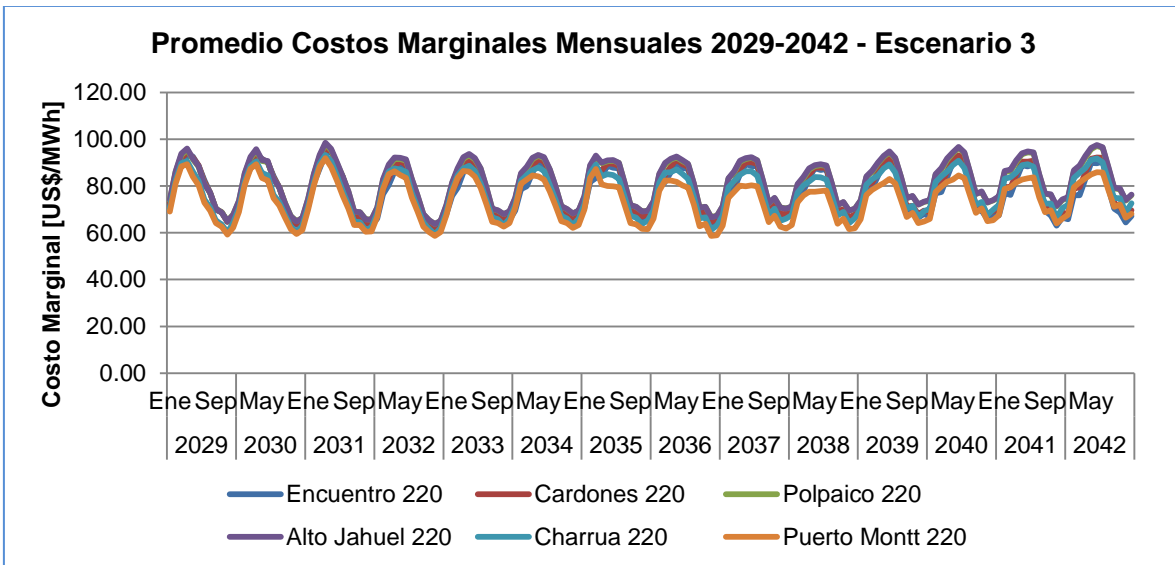


Figura 33: Promedio costos marginales mensuales en barras principales 2029-2042 – Escenario 3.

ANEXO I: PORCENTAJES DE GENERACIÓN E INGRESOS POR TECNOLOGÍA

En este anexo se detallan por porcentaje la generación, factor de planta, ingresos por venta de energía e ingresos por venta de potencia.

Escenario base y escenario 1				
Tecnología	Generación [%]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [%]	Ingresos por venta de potencia [%]
Pasada	13.2%	42.4%	13.1%	11.3%
Carbón	45.7%	51.8%	46.1%	28.7%
Fotovoltaica	5.2%	28.4%	4.6%	2.4%
GNL	11.5%	34.6%	13.4%	18.1%
Embalse	12.2%	46.8%	11.3%	11.6%
Termosolar	0.4%	46.1%	0.4%	0.3%
Serie	5.5%	55.8%	5.1%	4.4%
Diésel	0.7%	2.1%	0.9%	20.3%
Biomasa	2.1%	70.5%	2.2%	1.6%
Geotérmica	0.0%	-	0.0%	0.0%
Eólica	3.5%	18.0%	3.1%	1.3%
Total	100.0%	38.3%	100.0%	100.0%

Tabla 54: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 1.

Escenario 2				
Tecnología	Generación [%]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [%]	Ingresos por venta de potencia [%]
Pasada	11.7%	54.5%	11.3%	9.9%
Carbón	31.7%	87.6%	31.0%	18.7%
Fotovoltaica	5.2%	28.4%	4.8%	2.3%
GNL	26.7%	26.8%	29.9%	29.8%
Embalse	12.4%	47.4%	11.4%	11.3%
Termosolar	0.4%	46.1%	0.4%	0.3%
Serie	5.6%	55.8%	5.1%	4.3%
Diésel	0.6%	1.9%	0.8%	20.6%
Biomasa	2.1%	71.0%	2.2%	1.6%
Geotérmica	0.0%	-	0.0%	0.0%
Eólica	3.5%	18.0%	3.1%	1.3%
Total	100.0%	37.2%	100.0%	100.0%

Tabla 55: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 2.

Escenario 3				
Tecnología	Generación [%]	Factor de planta	Ingresos por venta de energía [%]	Ingresos por venta de potencia [%]
Pasada	18.0%	40.7%	14.3%	13.9%
Carbón	29.3%	81.3%	24.4%	17.4%
Fotovoltaica	7.3%	14.7%	8.4%	3.0%
GNL	8.4%	15.2%	8.5%	18.0%
Embalse	11.9%	45.4%	9.0%	10.6%
Termosolar	11.8%	15.2%	24.8%	10.2%
Serie	5.5%	55.7%	4.2%	4.0%
Diésel	0.6%	1.8%	0.7%	19.4%
Biomasa	2.0%	67.9%	1.8%	1.5%
Geotérmica	0.6%	17.9%	0.5%	0.4%
Eólica	4.7%	17.1%	3.5%	1.7%
Total	100.0%	27.4%	100.0%	100.0%

Tabla 56: Porcentaje de generación e ingresos por tecnología – Escenario 3.

ANEXO J: PORCENTAJES DE EMISIONES DE CO₂, COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN E IMPUESTO

En este anexo se detallan por porcentaje las emisiones de CO₂, el costo de inversión, costo de operación y costo producto del impuesto de emisiones de CO₂.

Escenario 1				
Tecnología	Emisiones [%]	Costo de Inversión [%]	Costo de Operación [%]	Costo Emisiones [%]
Pasada	0.0%	17.3%	0.0%	0.2%
Carbón	88.8%	67.5%	70.0%	89.0%
Fotovoltaica	0.0%	0.7%	0.0%	0.1%
GNL	10.9%	4.1%	26.8%	10.2%
Embalse	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%
Termosolar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Serie	0.0%	0.6%	0.0%	0.1%
Diésel	0.3%	0.0%	1.1%	0.2%
Biomasa	0.0%	0.0%	2.1%	0.0%
Geotérmica	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Eólica	0.0%	9.8%	0.0%	0.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 57: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 1.

Escenario 2				
Tecnología	Emisiones [%]	Costo de Inversión [%]	Costo de Operación [%]	Costo Emisiones [%]
Pasada	0.0%	5.7%	0.0%	0.4%
Carbón	70.2%	0.0%	39.2%	68.3%
Fotovoltaica	0.0%	1.2%	0.0%	0.2%
GNL	29.5%	74.3%	58.2%	30.1%
Embalse	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%
Termosolar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Serie	0.0%	1.1%	0.0%	0.2%
Diésel	0.3%	0.0%	0.8%	0.2%
Biomasa	0.0%	0.0%	1.8%	0.1%
Geotérmica	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Eólica	0.0%	17.7%	0.0%	0.1%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 58: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 2.

Escenario 3				
Tecnología	Emisiones [%]	Costo de Inversión [%]	Costo de Operación [%]	Costo Emisiones [%]
Pasada	0.0%	13.2%	0.0%	0.5%
Carbón	87.0%	0.0%	66.5%	85.9%
Fotovoltaica	0.0%	10.7%	0.0%	0.2%
GNL	12.6%	5.9%	29.0%	12.4%
Embalse	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%
Termosolar	0.0%	60.0%	0.0%	0.3%
Serie	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%
Diésel	0.3%	0.0%	1.4%	0.1%
Biomasa	0.0%	0.0%	3.1%	0.0%
Geotérmica	0.0%	3.5%	0.0%	0.0%
Eólica	0.0%	6.5%	0.0%	0.1%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 59: Porcentaje de emisiones y costos por tecnología – Escenario 3.

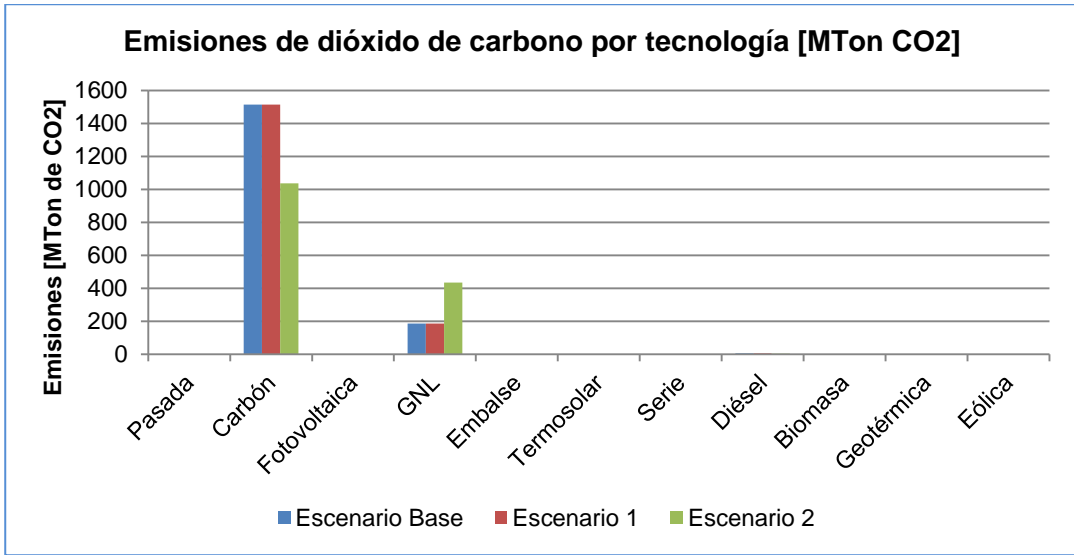


Figura 34: Emisiones de CO₂ por tecnología para cada escenario de estudio.

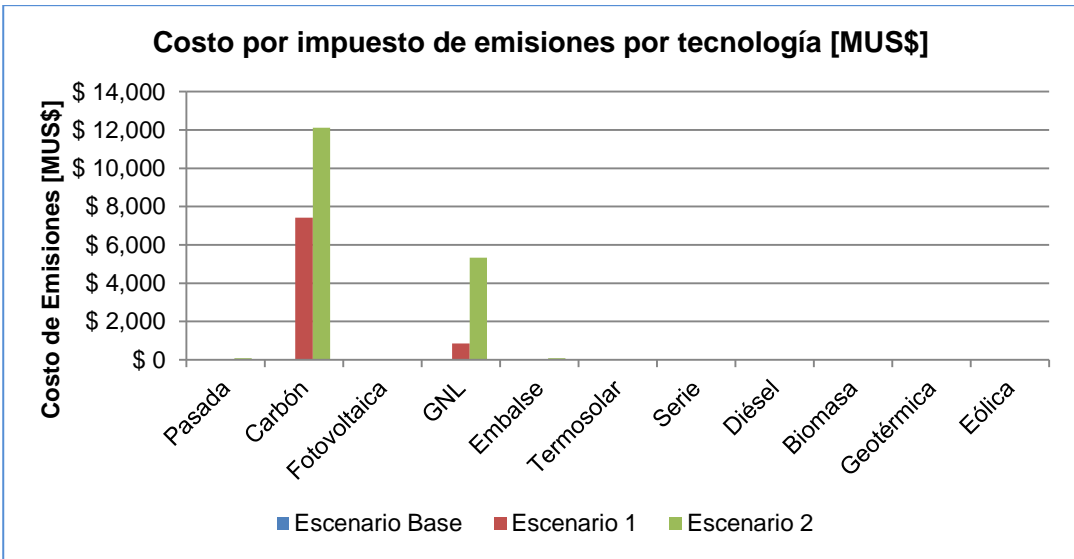


Figura 35: Costo del impuesto de emisiones de CO₂ por tecnología para cada escenario de estudio.

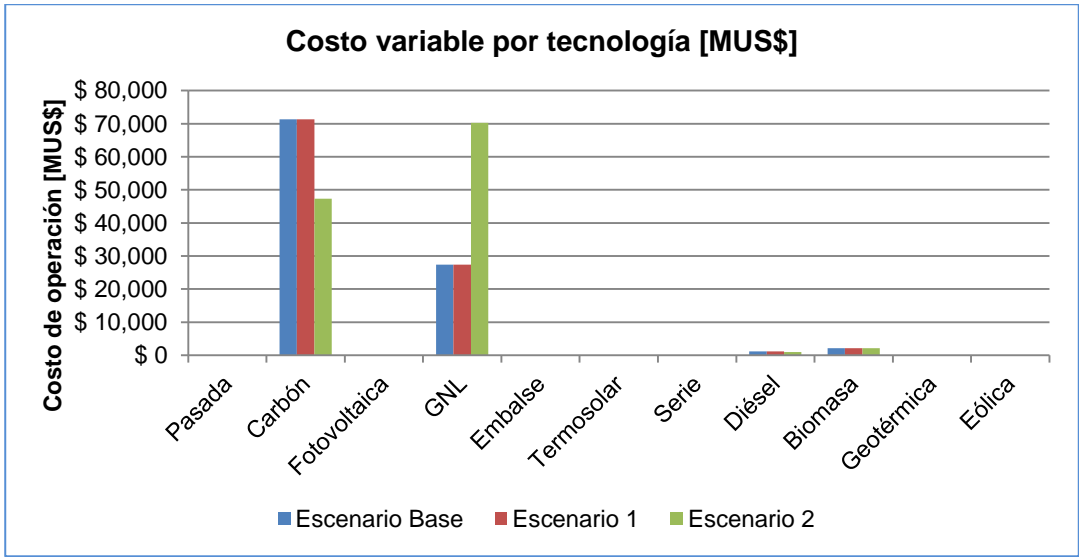


Figura 36: Costo operacional por tecnología para cada escenario de estudio.

ANEXO K: RESULTADOS FLUJOS DE CAJA

Se realizó un flujo de caja en consideración de los posibles precios de oferta [USD/MWh] y módulos [GWh-anuales] en una próxima licitación.

El Valor Actual neto (VAN) sirve como herramienta para justificar una inversión. En el caso de las licitaciones de energía, se realizó un flujo de caja obteniendo el VAN para distintos precios de oferta y módulos anuales de energía adjudicada, generando las tablas 17, 20, 23 y 26, aparte de las que se adjuntan a continuación.

Las consideraciones en el flujo de caja fueron las siguientes:

- Se consideró como ingreso la venta de energía al mercado spot
- Se consideró como ingreso la venta de potencia al mercado spot
- Se consideró como costo los retiros de energía al mercado spot para abastecer el contrato.
- Se consideró como costo los retiros de potencia al mercado spot para abastecer el contrato.
- Se consideró como ingreso la venta de energía según el posible contrato adjudicado.
- Se consideró como costo la recaudación fiscal según el cobro por impuesto de emisiones de CO₂.
- Se consideró una tasa de interés para créditos a largo y corto plazo de 6% a 20 años del flujo de caja.
- Se utilizó una I.V.A de 19%.

Escenario base

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	60	-\$ 338	-\$ 282	-\$ 367	-\$ 308	-\$ 413	-\$ 519	-\$ 729	-\$ 940
	62	-\$ 338	-\$ 258	-\$ 313	-\$ 248	-\$ 324	-\$ 399	-\$ 550	-\$ 702
	64	-\$ 338	-\$ 234	-\$ 258	-\$ 188	-\$ 234	-\$ 279	-\$ 371	-\$ 463
	66	-\$ 338	-\$ 210	-\$ 204	-\$ 129	-\$ 144	-\$ 159	-\$ 191	-\$ 225
	68	-\$ 338	-\$ 186	-\$ 150	-\$ 69	-\$ 54	-\$ 39	-\$ 12	\$ 17
	70	-\$ 338	-\$ 162	-\$ 96	-\$ 9	\$ 46	\$ 101	\$ 210	\$ 316
	72	-\$ 338	-\$ 138	-\$ 23	\$ 65	\$ 159	\$ 251	\$ 435	\$ 616
	74	-\$ 338	-\$ 114	\$ 8	\$ 140	\$ 272	\$ 402	\$ 660	\$ 916
	76	-\$ 338	-\$ 90	\$ 46	\$ 216	\$ 385	\$ 552	\$ 885	\$ 1,215
	78	-\$ 338	-\$ 66	\$ 84	\$ 291	\$ 497	\$ 703	\$ 1,110	\$ 1,514
	80	-\$ 338	-\$ 21	\$ 122	\$ 367	\$ 610	\$ 853	\$ 1,335	\$ 1,813
	82	-\$ 338	-\$ 9	\$ 159	\$ 442	\$ 723	\$ 1,003	\$ 1,559	\$ 2,112
	84	-\$ 338	\$ 4	\$ 197	\$ 518	\$ 836	\$ 1,154	\$ 1,784	\$ 2,410
	86	-\$ 338	\$ 19	\$ 235	\$ 593	\$ 949	\$ 1,304	\$ 2,009	\$ 2,709

Tabla 60: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario base (A).

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	64	-\$ 338	-\$ 234	-\$ 258	-\$ 188	-\$ 234	-\$ 279	-\$ 371	-\$ 463
	64.5	-\$ 338	-\$ 228	-\$ 245	-\$ 174	-\$ 211	-\$ 249	-\$ 326	-\$ 403
	65	-\$ 338	-\$ 222	-\$ 231	-\$ 159	-\$ 189	-\$ 219	-\$ 281	-\$ 344
	65.5	-\$ 338	-\$ 216	-\$ 218	-\$ 144	-\$ 166	-\$ 189	-\$ 236	-\$ 284
	66	-\$ 338	-\$ 210	-\$ 204	-\$ 129	-\$ 144	-\$ 159	-\$ 191	-\$ 225
	66.5	-\$ 338	-\$ 204	-\$ 191	-\$ 114	-\$ 121	-\$ 129	-\$ 147	-\$ 165
	67	-\$ 338	-\$ 198	-\$ 177	-\$ 99	-\$ 99	-\$ 99	-\$ 102	-\$ 106
	67.5	-\$ 338	-\$ 192	-\$ 164	-\$ 84	-\$ 76	-\$ 69	-\$ 57	-\$ 46
	68	-\$ 338	-\$ 186	-\$ 150	-\$ 69	-\$ 54	-\$ 39	-\$ 12	\$ 17
	68.5	-\$ 338	-\$ 180	-\$ 137	-\$ 54	-\$ 31	-\$ 10	\$ 41	\$ 92
	69	-\$ 338	-\$ 174	-\$ 123	-\$ 39	-\$ 9	\$ 26	\$ 97	\$ 167
	69.5	-\$ 338	-\$ 168	-\$ 110	-\$ 24	\$ 17	\$ 63	\$ 154	\$ 241
	70	-\$ 338	-\$ 162	-\$ 96	-\$ 9	\$ 46	\$ 101	\$ 210	\$ 316
	70.5	-\$ 338	-\$ 156	-\$ 83	\$ 8	\$ 74	\$ 138	\$ 267	\$ 391

Tabla 61: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario base (B).

TIR [%]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	60	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	62	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	64	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	66	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	68	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0%
	70	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0%	1%	2%	3%
	72	N.A.	N.A.	N.A.	1%	2%	3%	4%	6%
	74	N.A.	N.A.	0%	1%	3%	4%	7%	9%
	76	N.A.	N.A.	0%	2%	4%	6%	9%	12%
	78	N.A.	N.A.	1%	3%	5%	7%	11%	15%
	80	N.A.	N.A.	1%	4%	6%	9%	13%	18%
	82	N.A.	N.A.	2%	4%	7%	10%	16%	21%
	84	N.A.	0%	2%	5%	8%	12%	18%	24%
	86	N.A.	0%	2%	6%	9%	13%	20%	27%

Tabla 62: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario base.

Escenario 1

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	60	-\$ 351	-\$ 382	-\$ 430	-\$ 509	-\$ 603	-\$ 718	-\$ 970	-\$ 1,260
	62	-\$ 351	-\$ 362	-\$ 378	-\$ 406	-\$ 471	-\$ 542	-\$ 739	-\$ 973
	64	-\$ 351	-\$ 341	-\$ 326	-\$ 313	-\$ 339	-\$ 372	-\$ 509	-\$ 687
	66	-\$ 351	-\$ 320	-\$ 274	-\$ 225	-\$ 207	-\$ 218	-\$ 295	-\$ 402
	68	-\$ 351	-\$ 299	-\$ 223	-\$ 136	-\$ 75	-\$ 64	-\$ 80	-\$ 117
	70	-\$ 351	-\$ 279	-\$ 171	-\$ 48	\$ 42	\$ 90	\$ 134	\$ 167
	72	-\$ 351	-\$ 258	-\$ 119	\$ 40	\$ 158	\$ 240	\$ 347	\$ 452
	74	-\$ 351	-\$ 237	-\$ 67	\$ 128	\$ 273	\$ 383	\$ 561	\$ 737
	76	-\$ 351	-\$ 216	-\$ 22	\$ 216	\$ 389	\$ 526	\$ 775	\$ 1,021
	78	-\$ 351	-\$ 196	\$ 22	\$ 303	\$ 504	\$ 669	\$ 988	\$ 1,305
	80	-\$ 351	-\$ 175	\$ 66	\$ 380	\$ 615	\$ 812	\$ 1,202	\$ 1,589
	82	-\$ 351	-\$ 154	\$ 110	\$ 457	\$ 722	\$ 955	\$ 1,415	\$ 1,873
	84	-\$ 351	-\$ 133	\$ 154	\$ 534	\$ 829	\$ 1,097	\$ 1,629	\$ 2,157
	86	-\$ 351	-\$ 113	\$ 198	\$ 611	\$ 937	\$ 1,239	\$ 1,842	\$ 2,440

Tabla 63: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 1 (A).

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	64	-\$ 351	-\$ 341	-\$ 326	-\$ 313	-\$ 339	-\$ 372	-\$ 509	-\$ 687
	64.5	-\$ 351	-\$ 336	-\$ 313	-\$ 291	-\$ 306	-\$ 334	-\$ 456	-\$ 616
	65	-\$ 351	-\$ 330	-\$ 300	-\$ 269	-\$ 273	-\$ 295	-\$ 402	-\$ 545
	65.5	-\$ 351	-\$ 325	-\$ 287	-\$ 247	-\$ 240	-\$ 257	-\$ 348	-\$ 473
	66	-\$ 351	-\$ 320	-\$ 274	-\$ 225	-\$ 207	-\$ 218	-\$ 295	-\$ 402
	66.5	-\$ 351	-\$ 315	-\$ 261	-\$ 202	-\$ 174	-\$ 180	-\$ 241	-\$ 331
	67	-\$ 351	-\$ 310	-\$ 248	-\$ 180	-\$ 141	-\$ 141	-\$ 188	-\$ 260
	67.5	-\$ 351	-\$ 305	-\$ 236	-\$ 158	-\$ 108	-\$ 103	-\$ 134	-\$ 189
	68	-\$ 351	-\$ 299	-\$ 223	-\$ 136	-\$ 75	-\$ 64	-\$ 80	-\$ 117
	68.5	-\$ 351	-\$ 294	-\$ 210	-\$ 114	-\$ 44	-\$ 26	-\$ 27	-\$ 46
	69	-\$ 351	-\$ 289	-\$ 197	-\$ 92	-\$ 16	\$ 13	\$ 27	\$ 25
	69.5	-\$ 351	-\$ 284	-\$ 184	-\$ 70	\$ 13	\$ 51	\$ 80	\$ 96
	70	-\$ 351	-\$ 279	-\$ 171	-\$ 48	\$ 42	\$ 90	\$ 134	\$ 167
	70.5	-\$ 351	-\$ 273	-\$ 158	-\$ 26	\$ 71	\$ 128	\$ 187	\$ 239

Tabla 64: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 1 (B).

TIR [%]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	60	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	62	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	64	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	66	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	68	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	70	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0%	1%	1%	2%
	72	N.A.	N.A.	N.A.	0%	2%	2%	3%	5%
	74	N.A.	N.A.	N.A.	1%	3%	4%	6%	7%
	76	N.A.	N.A.	N.A.	2%	4%	5%	8%	10%
	78	N.A.	N.A.	0%	3%	5%	7%	10%	13%
	80	N.A.	N.A.	1%	4%	6%	8%	12%	16%
	82	N.A.	N.A.	1%	5%	7%	10%	14%	19%
	84	N.A.	N.A.	2%	5%	8%	11%	16%	22%
	86	N.A.	N.A.	2%	6%	9%	12%	18%	24%

Tabla 65: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 1.

Escenario 2

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	70	-\$ 701	-\$ 608	-\$ 519	-\$ 390	-\$ 320	-\$ 296	-\$ 311	-\$ 347
	72	-\$ 701	-\$ 585	-\$ 467	-\$ 302	-\$ 193	-\$ 142	-\$ 97	-\$ 62
	74	-\$ 701	-\$ 564	-\$ 415	-\$ 214	-\$ 77	\$ 8	\$ 117	\$ 223
	76	-\$ 701	-\$ 544	-\$ 363	-\$ 126	\$ 38	\$ 151	\$ 330	\$ 507
	78	-\$ 701	-\$ 523	-\$ 311	-\$ 38	\$ 154	\$ 294	\$ 544	\$ 792
	80	-\$ 701	-\$ 502	-\$ 259	\$ 50	\$ 269	\$ 437	\$ 758	\$ 1,076
	82	-\$ 701	-\$ 481	-\$ 208	\$ 138	\$ 382	\$ 580	\$ 971	\$ 1,359
	84	-\$ 701	-\$ 460	-\$ 156	\$ 218	\$ 489	\$ 723	\$ 1,185	\$ 1,643
	86	-\$ 701	-\$ 440	-\$ 108	\$ 295	\$ 596	\$ 865	\$ 1,398	\$ 1,927
	88	-\$ 701	-\$ 419	-\$ 64	\$ 372	\$ 704	\$ 1,008	\$ 1,612	\$ 2,211
	90	-\$ 701	-\$ 398	-\$ 20	\$ 449	\$ 811	\$ 1,150	\$ 1,825	\$ 2,495
	92	-\$ 701	-\$ 377	\$ 24	\$ 526	\$ 918	\$ 1,293	\$ 2,038	\$ 2,779
	94	-\$ 701	-\$ 357	\$ 68	\$ 603	\$ 1,025	\$ 1,435	\$ 2,250	\$ 3,062
	96	-\$ 701	-\$ 336	\$ 112	\$ 680	\$ 1,132	\$ 1,577	\$ 2,463	\$ 3,345

Tabla 66: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 2 (A).

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	72	-\$ 701	-\$ 585	-\$ 467	-\$ 302	-\$ 193	-\$ 142	-\$ 97	-\$ 62
	72.5	-\$ 701	-\$ 580	-\$ 454	-\$ 280	-\$ 164	-\$ 103	-\$ 43	\$ 9
	73	-\$ 701	-\$ 575	-\$ 441	-\$ 258	-\$ 135	-\$ 65	\$ 10	\$ 80
	73.5	-\$ 701	-\$ 570	-\$ 428	-\$ 236	-\$ 106	-\$ 28	\$ 63	\$ 151
	74	-\$ 701	-\$ 564	-\$ 415	-\$ 214	-\$ 77	\$ 8	\$ 117	\$ 223
	74.5	-\$ 701	-\$ 559	-\$ 402	-\$ 192	-\$ 48	\$ 44	\$ 170	\$ 294
	75	-\$ 701	-\$ 554	-\$ 389	-\$ 170	-\$ 19	\$ 79	\$ 224	\$ 365
	75.5	-\$ 701	-\$ 549	-\$ 376	-\$ 148	\$ 9	\$ 115	\$ 277	\$ 436
	76	-\$ 701	-\$ 544	-\$ 363	-\$ 126	\$ 38	\$ 151	\$ 330	\$ 507
	76.5	-\$ 701	-\$ 538	-\$ 350	-\$ 104	\$ 67	\$ 187	\$ 384	\$ 579
	77	-\$ 701	-\$ 533	-\$ 337	-\$ 82	\$ 96	\$ 222	\$ 437	\$ 650
	77.5	-\$ 701	-\$ 528	-\$ 324	-\$ 60	\$ 125	\$ 258	\$ 491	\$ 721
	78	-\$ 701	-\$ 523	-\$ 311	-\$ 38	\$ 154	\$ 294	\$ 544	\$ 792
	78.5	-\$ 701	-\$ 518	-\$ 298	-\$ 16	\$ 183	\$ 330	\$ 597	\$ 863

Tabla 67: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 2 (B).

TIR [%]		Energía [GWh / año]							
		0	500	1250	2500	3750	5000	7500	10000
Precio [USD / MWh]	70	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	72	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	74	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	76	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	78	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	80	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0	3%	4%	8%	11%
	82	N.A.	N.A.	N.A.	1%	4%	6%	10%	14%
	84	N.A.	N.A.	N.A.	2%	5%	7%	12%	16%
	86	N.A.	N.A.	N.A.	3%	6%	9%	14%	19%
	88	N.A.	N.A.	N.A.	4%	7%	10%	16%	22%
	90	N.A.	N.A.	N.A.	4%	8%	12%	18%	25%
	92	N.A.	N.A.	0%	5%	9%	13%	20%	28%
	94	N.A.	N.A.	1%	6%	10%	14%	23%	31%
	96	N.A.	N.A.	1%	7%	11%	16%	25%	33%

Tabla 68: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 2.

Escenario 3

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	1250	3750	5000	6250	7500	8750	10000
Precio [USD / MWh]	70	-\$ 3,456	-\$ 2,903	-\$ 2,032	-\$ 1,718	-\$ 1,459	-\$ 1,229	-\$ 1,011	-\$ 793
	72	-\$ 3,456	-\$ 2,841	-\$ 1,894	-\$ 1,554	-\$ 1,269	-\$ 1,015	-\$ 761	-\$ 509
	74	-\$ 3,456	-\$ 2,779	-\$ 1,762	-\$ 1,399	-\$ 1,090	-\$ 801	-\$ 511	-\$ 224
	76	-\$ 3,456	-\$ 2,717	-\$ 1,630	-\$ 1,245	-\$ 911	-\$ 586	-\$ 262	\$ 61
	78	-\$ 3,456	-\$ 2,654	-\$ 1,498	-\$ 1,094	-\$ 733	-\$ 372	-\$ 13	\$ 346
	80	-\$ 3,456	-\$ 2,592	-\$ 1,379	-\$ 951	-\$ 554	-\$ 158	\$ 236	\$ 631
	82	-\$ 3,456	-\$ 2,530	-\$ 1,263	-\$ 808	-\$ 375	\$ 56	\$ 485	\$ 915
	84	-\$ 3,456	-\$ 2,468	-\$ 1,147	-\$ 665	-\$ 197	\$ 269	\$ 735	\$ 1,199
	86	-\$ 3,456	-\$ 2,405	-\$ 1,031	-\$ 522	-\$ 18	\$ 483	\$ 984	\$ 1,482
	88	-\$ 3,456	-\$ 2,343	-\$ 919	-\$ 379	\$ 160	\$ 696	\$ 1,232	\$ 1,766
	90	-\$ 3,456	-\$ 2,288	-\$ 812	-\$ 236	\$ 338	\$ 910	\$ 1,481	\$ 2,050
	92	-\$ 3,456	-\$ 2,236	-\$ 704	-\$ 93	\$ 516	\$ 1,124	\$ 1,729	\$ 2,334
	94	-\$ 3,456	-\$ 2,184	-\$ 597	\$ 50	\$ 694	\$ 1,337	\$ 1,977	\$ 2,618
	96	-\$ 3,456	-\$ 2,132	-\$ 490	\$ 193	\$ 872	\$ 1,550	\$ 2,226	\$ 2,901

Tabla 69: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 3 (A).

VAN [MUS\$]		Energía [GWh / año]							
		0	1250	3750	5000	6250	7500	8750	10000
Precio [USD / MWh]	73	-\$ 3,456	-\$ 2,841	-\$ 1,894	-\$ 1,554	-\$ 1,269	-\$ 1,015	-\$ 761	-\$ 509
	73.5	-\$ 3,456	-\$ 2,825	-\$ 1,861	-\$ 1,515	-\$ 1,224	-\$ 961	-\$ 699	-\$ 437
	74	-\$ 3,456	-\$ 2,810	-\$ 1,828	-\$ 1,477	-\$ 1,179	-\$ 908	-\$ 636	-\$ 366
	74.5	-\$ 3,456	-\$ 2,794	-\$ 1,795	-\$ 1,438	-\$ 1,135	-\$ 854	-\$ 574	-\$ 295
	75	-\$ 3,456	-\$ 2,779	-\$ 1,762	-\$ 1,399	-\$ 1,090	-\$ 801	-\$ 511	-\$ 224
	75.5	-\$ 3,456	-\$ 2,763	-\$ 1,729	-\$ 1,361	-\$ 1,045	-\$ 747	-\$ 449	-\$ 153
	76	-\$ 3,456	-\$ 2,748	-\$ 1,696	-\$ 1,322	-\$ 1,001	-\$ 693	-\$ 387	-\$ 81
	76.5	-\$ 3,456	-\$ 2,732	-\$ 1,663	-\$ 1,284	-\$ 956	-\$ 640	-\$ 324	-\$ 10
	77	-\$ 3,456	-\$ 2,717	-\$ 1,630	-\$ 1,245	-\$ 911	-\$ 586	-\$ 262	\$ 61
	77.5	-\$ 3,456	-\$ 2,701	-\$ 1,597	-\$ 1,206	-\$ 867	-\$ 533	-\$ 200	\$ 132
	78	-\$ 3,456	-\$ 2,685	-\$ 1,564	-\$ 1,168	-\$ 822	-\$ 479	-\$ 138	\$ 203
	78.5	-\$ 3,456	-\$ 2,670	-\$ 1,531	-\$ 1,130	-\$ 777	-\$ 425	-\$ 75	\$ 275
	79	-\$ 3,456	-\$ 2,654	-\$ 1,498	-\$ 1,094	-\$ 733	-\$ 372	-\$ 13	\$ 346
	79.5	-\$ 3,456	-\$ 2,639	-\$ 1,466	-\$ 1,058	-\$ 688	-\$ 318	\$ 49	\$ 417

Tabla 70: VAN para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 3 (B).

TIR [%]		Energía [GWh / año]							
		0	1250	3750	5000	6250	7500	8750	10000
Precio [USD / MWh]	70	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	72	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	74	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	76	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0
	78	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	\$ 0
	80	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2%	6%
	82	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	1%	5%	9%
	84	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	3%	7%	12%
	86	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	5%	10%	15%
	88	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2%	7%	12%	18%
	90	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	3%	9%	15%	20%
	92	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	5%	11%	17%	23%
	94	N.A.	N.A.	N.A.	0%	7%	13%	20%	26%
	96	N.A.	N.A.	N.A.	2%	9%	15%	22%	29%

Tabla 71: TIR para posibles precios y módulos ofertados en próximas licitaciones-Escenario 3.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Tarificación eléctrica - Informe Técnico precio nudo de corto plazo Abril 2016
<http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- [2] Ley N°20.780 “Reforma Tributaria que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes en el Sistema Tributario”, página 100, Artículo 5°.
<https://www.bcn.cl/>
- [3] Pereira, M.V. & Pinto, L. M. (1985). Stochastic optimization of a mutireservoir hydroelectric system: A descomposition approach. *Water Resources Research*, 21(6), 779-792.
- [4] Esteban Gil, Julian Bustos and Hugh Rudnick (2003). Short-Term Hydrothermal Generation Scheduling Model Using a Genetic Algorithm.
- [5] Gorenstein, B. G., Campodónico, N. M., da Costa, J. P. & Pereira, M. V. (May 2002). “Stochastic optimization of Hydro-thermal system including network constraints”. *IEEE Transsacciones on Power Systems*, Vol.7, pp. 791-797
- [6] Gilberto Pérez-Lechuga, Joselito Meidna-Marín, Juan Carlos Seck Tuoh-Mora and Gloria Evila Mora-Cárdenas. Mexico City, Mexico October 17-20, 2010. “The Stochastic short-term Hydrothermal scheduling problem”.
- [7] Pereira, M.V. & Pinto, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1), 359-375.
- [8] Václav Kozmík, Faculty of Mathematics and Physics Charles University in Prague. December 11, 2014. “Multi-stage Stochastic programming with CVar Modeling, Algorithms and Robustness”.3]
- [9] Termuhlen, H. 100 Years of Power Plant Development. ASME PRESS, New York, 2001.
- [10] Jesús María Escosa González, Reducción de emisiones de dióxido de carbono en centrales térmicas de carbón pulverizado. Repotenciación y ciclo de captura óxido de

calcio-carbonato cálcico, capítulo: “Emisiones de CO₂ derivadas de la producción de energía Eléctrica. Centrales termoeléctricas de carbón”, Concejo Económico y Social de Aragón, 2010.

[11] “Bases de Licitación Pública Nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios”. <http://www.licitacioneselectricas.cl/>

[12] Centro de despacho económico de carga, CDEC-SIC. <http://www.cdecsic.cl/>

[13] Centro de despacho económico de carga, CDEC-SING. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina

[14] Ley N°20.936 (20-07-2016) “Establece un nueva sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. <https://www.leychile.cl/Consulta/m/ulp>

[15] Claudio Castillo and Esteban Gil (2013). Assessing power system adequacy for a different penetrations of wind and solar capacity in a thermal system.

[16] Stoff, S. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity, Estados Unidos, Wiley.

[17] Ji, Y. & Hobbs, B. (1998). Including a DC network approximation in a multiarea probabilistic production costing model, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 1121-1127.

[18] Ávila, R. (2006). *Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo*, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

[19] Robín Quezada Sanhueza, “Estudio del impacto en las emisiones de CO₂ en el SING bajo distintos escenarios”, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Noviembre 2015.

[20] Analysis of Potential Impacts from the Implementation of the Carbon Tax on Thermal Power Generation in Chile, Report to the World Bank, KAS Ingeniería, 2016.

[21] Tarificación eléctrica – Plan de expansión 2015-2016
<http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/proceso-de-tarificacion-troncal/>

[22] Tecnologías ERNC. <http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/>

[23] Evolución de Costos ERNC-
http://power.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C._Foto.html

[24] Comisión Nacional de Energía, CNE. <http://www.cne.cl/>

[25] Potencia de Suficiencia (DS62/2006)
<http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-de-suficiencia-ds622006/>