



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

# **EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA NUEVA LEY 20.698**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**WILLIAMS EDUARDO REBOLLEDO CANALES**

PROFESOR GUÍA:

FERNANDO FLATOW GARRIDO

MIEMBROS DE LA COMISION

DANILO ZURITA OYARZUN

FÉLIX CANALES PÉREZ

SANTIAGO DE CHILE

AGOSTO 2014

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TITULO DE: Ingeniero Civil Electricista  
POR: Williams Rebolledo Canales  
FECHA:19/08/2014  
PROFESOR GUIA: Fernando Flatow Garrido

## **EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA NUEVA LEY 20.698**

En 2013 entra en vigencia la nueva Ley 20.698, cuyo objetivo es fomentar la participación de fuentes de energía renovable no convencional. El mecanismo principal de esta ley consiste en obligar a las empresas generadoras a certificar que cierto porcentaje de la energía retirada por sus clientes finales corresponda a energía renovable no convencional en los sistemas sobre 200 MW, estableciendo multas de no cumplirse la obligación. La cuota obligatoria a contar del 2025 es de un 20%, es decir, 10% superior a la fijación de cuota impuesta por la Ley 20.257 celebrada en 2007. Adicionalmente, el Estado realiza licitaciones anuales de la energía renovable no convencional necesaria para alcanzar la cuota obligatoria, que aseguran contratos de 10 años con un mecanismo de estabilización de precio y en que solo pueden participar los proyectos que oferten precios menores al establecido en la licitación.

Por lo tanto, la ley 20.698 posee un desarrollo selectivo de tecnologías ERNC, al privilegiar las fuentes ERNC más eficientes en desmedro de las tecnologías con menor madurez y de costos elevados, como el caso de las centrales eólicas y solares. Sin embargo, estas tecnologías hasta el día de hoy han mostrado un decaimiento en sus costos y se prevé que este comportamiento perdure hasta alcanzar su madurez.

Ante este contexto, este Trabajo de Título estima el costo provocado por la implementación de esta nueva ley sobre los sistemas SIC y SING. Además, se estudia la experiencia mundial relativa a políticas de fomento de fuentes de energías renovables, para pronosticar los probables efectos incitados por esta ley sobre el mercado eléctrico chileno.

La problemática se aborda proporcionando un plan de obras referente al contexto de la aplicación de la nueva Ley 20.698 en el horizonte de evaluación 2014-2025 considerando la eventual interconexión SIC-SING, de esta forma se consigue el costo sistémico. Luego, con el fin de establecer comparaciones, también se desarrollan los planes de obras para dos contextos adicionales: el primero considera la normativa anterior a la celebración de la Ley 20.698; y el segundo se constituye por un programa de inversiones de centrales con la tecnología de base más económica en la actualidad (centrales carboneras), de esta forma, este último escenario intenta simular el caso en que no existiera un incentivo de fomento a las ERNC.

Se propone como trabajo futuro, la consideración de los costos generados por externalidades negativas tales como la contaminación ambiental producto de la utilización de combustibles fósiles e impacto de un shock de precios.

*Quisiera agradecer en primer lugar a mi madre Teresa Canales por siempre creer en mí, por su incondicional apoyo y sus imprescindibles consejos en los momentos más difíciles de mi vida.*

*Asimismo agradecer a mi padre Leonardo Rebolledo y hermana Sandra Rebolledo, por su cariño y fundamental apoyo, y que han esperado y ansiado el fin de este camino por muchos años.*

*Igualmente agradecer a Piedad Moreno, que desde pequeño me ha considerado un hijo más.*

*Además agradecer a la bella Karina Lizama por acompañarme durante la realización de esta memoria, brindándome el cariño, el apoyo y la comprensión en mis periodos de estrés.*

*La realización de este trabajo fue gracias a la Comisión Nacional de Energía, en particular agradecer a la generosa ayuda de José Carrasco, Enrique Farías, Félix Canales, Danilo Zurita y Fernando Flatow, que siempre tuvieron disposición para responder mis dudas con su gran experiencia.*

# TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción .....	1
1.1. Motivación .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos .....	2
1.3. Alcances.....	3
1.4. Estructura de la memoria.....	4
2. Antecedentes.....	5
2.1. Estado de arte mundial en la implementación de normativas de fomento a la producción vía energías renovables.....	5
2.1.1. Mapa conceptual de técnicas de fomento a las energías renovables .....	6
2.1.2. Caracterización internacional de políticas de energías renovables y descripción del mercado en la cual se inserta .....	10
2.1.3. Conclusiones .....	16
2.2. Descripción de la Ley 20.698 incluyendo marco normativo nacional .....	18
2.2.1. Organización del Mercado en Chile .....	18
2.2.2. Historia de Fomento de las ERNC en Chile .....	24
2.2.3. Análisis de la Ley 20.698.....	32
3. Estimación de costo de operación del sistema .....	39
3.1. Determinación actual de los costos de operación del sistema .....	39
3.1.1. Anualidad del valor de la inversión (AVI) .....	40
3.1.2. Costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) .....	41
3.1.3. Costos de materia prima (CMP).....	41
3.1.4. Costo de Falla .....	41
3.2. Propuesta para determinar el programa de inversiones ERNC en el plan de obras....	42
3.3. Escenario del plan de obras recomendado por la CNE en sus Informes técnicos definitivos de abril 2014.....	45
3.4. Escenario con la participación de centrales genéricas convencionales propuestas en el Plan de Obras de la CNE de abril 2014.....	49
4. Resultado y Análisis de escenarios.....	53
4.1. Programa de Inversiones de los planes de obras de cada escenario.....	53
4.1.1. Escenario 1: Plan de obras con normativa vigente en un escenario pesimista del desarrollo de geotermia .....	54
4.1.2. Escenario 2: Plan de obras con normativa vigente en un escenario optimista del desarrollo de geotermia .....	55

4.1.3.	Escenario 3: Plan de obras con implementación de la ley 20.257 pero sin ley 20.698	56
4.1.4.	Escenario 4: Plan de obras compuesto por un programa de inversiones de centrales de combustión carbón	57
4.2.	Costo Sistémico	58
4.3.	Diversificación	59
4.3.1.	Situación tecnología a base de carbón	63
4.3.2.	Situación de tecnología a base de energía solar	65
4.3.3.	Situación tecnología a base de energía eólica	67
4.3.4.	Situación tecnología a base de biomasa	69
4.3.5.	Situación tecnología a base de geotermia	71
4.3.6.	Situación tecnología a base de centrales hidráulicas de pasada	73
4.4.	Costo marginal sistémico	74
4.5.	Costo relativo a la diversificación del sistema	78
5.	Conclusiones	80
6.	Bibliografía	83
	Memorias y tesis	83
	Publicaciones	84
	Leyes y Normativas	84
	Páginas Web	85
7.	Anexos	86
7.1.	Anexo A	86
7.2.	Anexo B	89
7.3.	Anexo C	91
7.4.	Anexo D	92
7.5.	Anexo E	95
7.5.1.	Plan de obras ITD abril 2014	95
7.5.2.	Plan de obras Escenario 1	96
7.5.3.	Plan de obras Escenario 2	97
7.5.4.	Plan de obras Escenario 3	99
7.5.5.	Plan de obras Escenario 4	100
7.6.	Anexo F	101
7.6.1.	Situación de tecnología a base de carbón	105
7.6.2.	Situación de tecnología a base de energía solar	107
7.6.3.	Situación de tecnología a base de energía eólica	109

7.6.4. Situación tecnología a base de geotermia .....	111
---	-----

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Países con políticas de fomento a la producción de energías renovables en el año 2014. Fuente: REN21 2014. ....	5
Ilustración 2: Número de países con políticas de fomento ERNC distinguidas por tipo de incentivo desde el 2010 al 2014. Fuente: REN21 2014.....	6
Ilustración 3: Cuotas RO de Reino Unido. Fuente: J.I.Barona [3].....	12
Ilustración 4: Precios de la multa por incumplimiento y certificados ROCs. Fuente: Elaboración propia. ....	13
Ilustración 5: Gráfico del tratamiento de peaje para MGNC. ....	29
Ilustración 6: Obligación porcentual anual de ERNC en licitaciones.....	35
Ilustración 7: Estimación del porcentaje de generación anual ERNC y las cuotas establecidas por las leyes 20.257 y 20.698, en el plan de obras contenido en el ITD abril 2014. ....	47
Ilustración 8: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014-abril 2024 del sistema interconectado SIC-SING. Caso ITD abril 2014. ....	48
Ilustración 9: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014- abril 2024 del SIC. Caso ITD abril 2014.....	48
Ilustración 10: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014- abril 2024 del SING. Caso ITD abril 2014. ....	49
Ilustración 11: Porcentaje de generación anual ERNC y las cuotas establecidas por las leyes 20.257 y 20.698.....	50
Ilustración 12: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema interconectado SIC-SING. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos.....	51
Ilustración 13: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema interconectado SIC. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos. ....	51
Ilustración 14: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema SING. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos. ....	52
Ilustración 15: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SIC-SING. ....	60
Ilustración 16: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SIC-SING. ....	61
Ilustración 17: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SIC-SING. ....	61
Ilustración 18: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SIC-SING. ....	62
Ilustración 19: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario. ....	63
Ilustración 20: Tasa de crecimiento anual de la energía generada a base de carbón en el SIC-SING.....	64
Ilustración 21: Diversificación SIC-SING expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario. ....	65
Ilustración 22: Tasa de crecimiento anual de la energía solar generada en el SIC-SING.....	66

Ilustración 23: Diversificación SIC-SING expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario.....	67
Ilustración 24: Tasa de crecimiento anual de la energía eólica generada en el SIC-SING. ....	68
Ilustración 25: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir de la biomasa en cada escenario.....	69
Ilustración 26: Tasa de crecimiento anual de la energía generada a base de biomasa en el SIC-SING.....	70
Ilustración 27: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario. ....	71
Ilustración 28: Tasa de crecimiento anual de la energía geotérmica generada en el SIC-SING.	72
Ilustración 29: Diversificación SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario. ....	73
Ilustración 30: Tasa de crecimiento anual de la energía hidráulica de pasada ERNC generada en el SIC-SING. ....	74
Ilustración 31: Costo Marginal Promedio del SIC-SING para cada escenario. ....	76
Ilustración 32 Costo Marginal Promedio del SIC para cada escenario. ....	77
Ilustración 33: Costo Marginal Promedio del SING para cada escenario. ....	77
Ilustración 34: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SIC. ....	101
Ilustración 35: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SIC. ....	101
Ilustración 36: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SIC. ....	102
Ilustración 37: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SIC. ....	102
Ilustración 38: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SING. ....	103
Ilustración 39: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SING. ....	103
Ilustración 40: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SING. ....	104
Ilustración 41: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SING. ....	104
Ilustración 42: Diversificación SIC expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario. ....	105
Ilustración 43: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario. ....	106
Ilustración 44: Diversificación SIC expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario.....	107
Ilustración 45: Diversificación SING expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario.....	108
Ilustración 46: Diversificación SIC expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario. ....	109
Ilustración 47: Diversificación SING expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario. ....	110

Ilustración 48: Diversificación SIC expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario. ....	111
Ilustración 49: Diversificación SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario. ....	112

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de sistemas interconectados. ....	19
Tabla 2: Clasificación de clientes. ....	20
Tabla 3: Categorización de medios de generación según Decreto Supremo N° 244. ....	27
Tabla 4: Descripción de medios de generación renovables no convencionales. ....	30
Tabla 5: Costos de inversión unitaria y vidas útiles por tipo de tecnología correspondientes a las utilizadas en la fijación del Precio Nudo de abril 2014. ....	44
Tabla 6: Estimación de cuotas de cumplimiento para los próximos 11 años producto de la Ley 20.257, con y sin la celebración de la Ley 20.698. ....	45
Tabla 7: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014. ....	45
Tabla 8: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014. ....	46
Tabla 9: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014. ....	46
Tabla 10: Centrales genéricas recomendadas en el plan de obras en el ITD de abril 2014. ....	49
Tabla 11: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 1. ....	54
Tabla 12: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 1. ....	54
Tabla 13: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 1. ....	54
Tabla 14: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 2. ....	55
Tabla 15: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 2. ....	55
Tabla 16: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 2. ....	56
Tabla 17: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 3. ....	56
Tabla 18: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 3. ....	56
Tabla 19: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 3. ....	57
Tabla 20: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 4. ....	57
Tabla 21: Costos Sistémicos de cada escenario. ....	58
Tabla 22: Porcentaje de representatividad del costo de operación e inversión en el costo sistémico con horizonte de evaluación 2014-1025. ....	58

Tabla 23: Brecha económica entre cada escenario. ....	59
Tabla 24: Barras Troncales de acuerdo al Decreto N°61/2011. ....	74
Tabla 25: Costo marginal promedio entre 2019-2025 para cada escenario y sistema.....	75
Tabla 26: Generación de energía convencional anual en el SIC-SING para cada escenario. ...	78
Tabla 27: Generación de energía anual en el SIC-SING para cada escenario.....	78
Tabla 28: Porcentaje de participación de la generación de energía convencional dentro de la generación total del sistema. ....	78
Tabla 29: Costo de diversificación por unidad de potencia y unidad porcentual de participación. ....	79
Tabla 30: Características de centrales en estudio.....	86
Tabla 31: Precio Básico de la Potencia.....	93
Tabla 32: Plan de obras ITD 2014. ....	95
Tabla 33: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario pesimista del desarrollo de geotermia. ....	96
Tabla 34: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario optimista del desarrollo de geotermia. ....	97
Tabla 35: Plan de obras con normativa anterior (ejecución de Ley 20.257 y exclusión de Ley 20.698). ....	99
Tabla 36: Plan de obras compuesto por un programa de inversiones de centrales con la tecnología de base más económica en la actualidad (centrales carboneras).....	100

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. MOTIVACIÓN

Producto del racionamiento energético vivido a fines del año 1998 como consecuencia de una de las más grandes sequías del último tiempo y el desabastecimiento en el año 2008 del gas argentino, se evidenció la dependencia energética del país y se tomó conciencia en cuanto a considerar los riesgos de concentrarse en el desarrollo de un reducido número de tecnologías para la generación de energía. Bajo este complejo escenario, y con el fin de asegurar el suministro energético, el Estado se planteó la meta de diversificar la matriz energética, constituida principalmente de recursos hídricos e hidrocarburos importados de otros países. Por otro lado, se observa a nivel mundial una creciente preocupación por el fomento de políticas de generación con fuentes renovables, a causa de los problemas concernientes a los combustibles fósiles. Estos últimos son: recursos limitados que presentan elevados costos de extracción y volátiles precios crecientes al largo plazo, y junto con ser potencialmente dañinos para el ecosistema y la salud de la ciudadanía, aportan al cambio climático a través de los gases de efecto invernadero. Por último, también imponen dependencia energética que produce inseguridad de suministro, inestabilidad geopolítica y de mercado.

En contraste, las energías limpias catalogadas en Chile<sup>1</sup> como Energías Renovables no Convencionales, en adelante, ERNC, son abundantes, ilimitadas en el largo plazo, no poseen costos de extracción de combustibles fósiles, por lo general están globalmente distribuidas, se encuentran disponibles, no generan significativamente gases efecto invernadero y son socialmente aceptadas. En este sentido, Chile es un país con variada riqueza de recursos naturales para la generación de ERNC, por lo que se propone en la actualidad dar respaldo a la implementación de políticas que incentiven el uso de tecnología ERNC para solucionar problemáticas como las citadas anteriormente.

Sin embargo, a pesar de estas ventajas, las tecnologías a implementar aún no son competitivas, esto principalmente debido a que pueden presentar altos costos de inversión, un reducido factor de planta o una aleatoria producción de energía. De todas maneras, y a medida que ha transcurrido el tiempo, se han optimizado las tecnologías de tal forma que se ha observado una progresiva disminución de los costos de inversión, junto con el desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento de energía que permiten entregar un suministro energético más estable al sistema.

En el último tiempo, el desarrollo de las ERNC en Chile ha mejorado significativamente gracias a la promulgación de leyes que incentivan la inversión, menguan las barreras de entrada y dan las bases para el desarrollo de estas tecnologías. Una importante iniciativa legal es la Ley 20.698 (coloquialmente conocida como ley 20/25), la cual establece que cada empresa que realice retiros

---

<sup>1</sup> Según el DFL 244 celebrado en enero de 2006.

de energía para luego comercializarla con clientes finales o distribuidoras, debe acreditar a partir del 2025 ante los CDEC<sup>2</sup> que el 20% de la energía retirada proviene de fuentes de energía no convencionales. Sin embargo, esto último será efectivo para contratos celebrados después del 1 de julio de 2013, en el caso de contratos anteriores a esta fecha y posteriores al 31 de agosto de 2007, la acreditación es de un 10% desde el 2020. Por otro lado, previo a agosto de 2007, la Ley Corta I apoya a las ERNC exceptuándolas del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones hacen al sistema abierto y asegurándoles acceso abierto a las líneas de transmisión troncal, subtransmisión y adicionales.

Ante este escenario, esta memoria evalúa el impacto en el mercado eléctrico producido por la implementación de la nueva Ley 20.698 ante una eventual interconexión entre el SIC y el SING en 2021.

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal de esta memoria consiste en cuantificar el impacto en el mercado eléctrico nacional dentro de los próximos años a causa de la incorporación de la nueva Ley 20.698 que fomenta el uso de ERNC. Por consiguiente, se compara el costo sistémico a través de la planificación del sistema eléctrico con un horizonte de evaluación de 11 años entre tres escenarios: el primero, contempla la normativa vigente (inclusión de la Ley 20.698); el segundo, abarca la normativa anterior (sin la promulgación de la nueva ley, es decir, solo considerando la Ley 20.257); y el tercero, aproximándose al posible escenario sin la incorporación de leyes de fomento ERNC, definido como aquel que posee un programa de inversiones de centrales compuesto solamente con la tecnología de base más económica en la actualidad (centrales carboneras).

### 1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcanzar el objetivo principal, se plantea cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- En lo relacionado a la promoción de energías renovables en Chile, se busca rescatar la experiencia internacional sobre las políticas, legislaciones e instrumentos adoptados, con un énfasis especial en los mecanismos principales. Tal información tiene por objetivo

---

<sup>2</sup> Centros de Despacho Económico de Carga: organismos previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos que se encuentran encargados de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones de los sistemas eléctricos SIC y SING respectivamente.

identificar y comprender las condiciones favorables y barreras de entrada que se podrían ocasionar producto del despliegue de ERNC. De esta forma, se conocerán las políticas exitosas, para posteriormente realizar recomendaciones a la normativa chilena que contribuyan a incentivar la inclusión de fuentes ERNC al sistema eléctrico nacional.

- Estudiar el mercado eléctrico chileno y el de países que posean una cantidad de años considerables implementando mecanismos de promoción de tecnologías de generación de energía renovable, así como también conocer las causas que generaron el impulso de utilizar estas medidas. De esta manera se desea encontrar la influencia que ejercen las características del mercado eléctrico sobre las políticas ERNC, y conocer los puntos en común entre el contexto chileno y la experiencia internacional.
- Realizar un análisis crítico en cuanto al marco legal nacional en base a tecnologías ERNC.
- Establecer la propuesta de planificación del sistema eléctrico que entregue el programa de inversiones óptimo dentro de los próximos 11 años.

### 1.3. ALCANCES

El presente trabajo de título se basa en establecer comparaciones con respecto a las políticas de fomento de energías renovables no convencionales existentes en Chile, en particular el mecanismo de cuotas, y cómo esta afecta al mercado eléctrico chileno. Para ello se utiliza como referente el costo del sistema, determinado a partir de la realización de diversas planificaciones del sistema eléctrico, con un horizonte de evaluación de 11 años. El plan de obras se realizó por medio del programa OSE2000 e información facilitada por la Comisión Nacional de Energía. De esta forma la Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo público, descentralizado y autónomo encargado de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, ha brindado el apoyo al alumno en la elaboración de esta memoria, autorizando el uso de las instalaciones y recibiendo la valiosa y experimentada ayuda del personal

Se excluye del análisis el costo asociado a las externalidades negativas generadas por la utilización de combustibles fósiles, tales como el impacto en la salud y en el medio ambiente.

Adicionalmente se realiza un estudio a fondo acerca de la normativa nacional, e incluye un análisis de las políticas existentes en el mundo, en particular se estudia el caso de Reino Unido y España. Con esto se pretende plantear críticas y entregar recomendaciones para mejorar la actual normativa chilena.

## 1.4. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

El presente trabajo de título se organiza en 7 capítulos:

El capítulo 1 modela el marco de desarrollo de esta memoria, por lo cual se realiza una introducción al tema, adicionalmente se plasman las motivaciones de este trabajo y se indican los objetivos a cumplir.

El capítulo 2 realiza una revisión bibliográfica concerniente a las principales políticas de fomento a las energías renovables analizando sus mecanismos. Al mismo tiempo, se estudia la experiencia de Reino Unido y España con respecto a la implementación de estas políticas. Esto con el fin de tener los instrumentos que plasmen la descripción y el análisis de la Ley 20.698. Adicionalmente, se detalla el marco normativo vigente y el mercado eléctrico chileno, con el fin de tener un mejor entendimiento del contexto en el que se inserta esta ley.

El capítulo 3 expone la metodología a seguir para resolver la problemática de esta memoria. En consecuencia, se realiza una descripción de los costos del sistema eléctrico y luego se detalla la propuesta para determinar el programa de inversiones ERNC en el plan de obras.

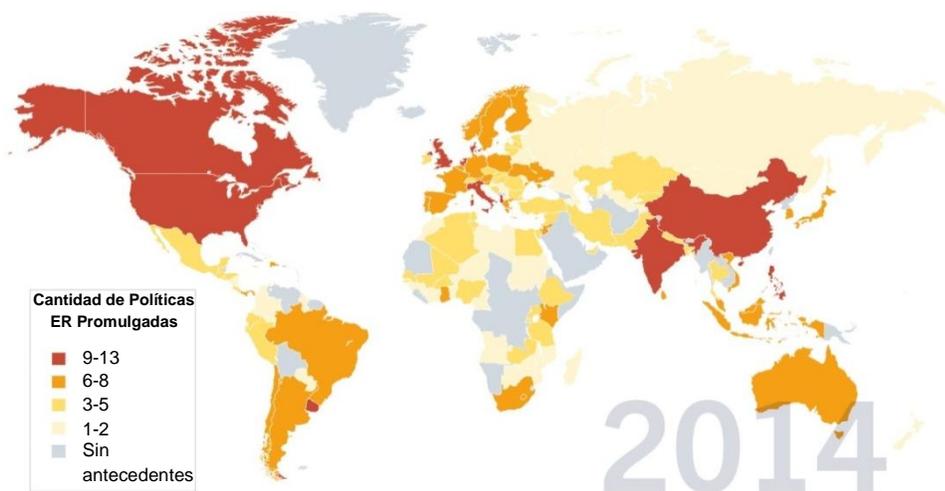
El capítulo 4 revela los resultados obtenidos utilizando la metodología del capítulo 3. Por lo tanto, se obtiene el costo en los sistemas SIC-SING derivado del plan de obras que considera la Ley 20.698. Asimismo, se desarrollan otros tres diferentes escenarios de manera de suscitar comparaciones. Adicionalmente, se analiza la repercusión en la diversificación del sistema y los costos marginales.

El capítulo 5 consta de las conclusiones obtenidas al realizar esta memoria. Por último los, capítulos 6 y 7 corresponden a las referencias y anexos respectivamente.

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1. ESTADO DE ARTE MUNDIAL EN LA IMPLEMENTACIÓN DE NORMATIVAS DE FOMENTO A LA PRODUCCIÓN VÍA ENERGÍAS RENOVABLES

A principios del año 2014, las políticas de fomento a las energías renovables, en adelante ER, se encuentran implementadas en 138 países, tal como se representa en la ilustración 1 que muestra la cantidad de estas políticas promulgadas en cada país.



**Ilustración 1: Países con políticas de fomento a la producción de energías renovables en el año 2014. Fuente: REN21 2014.**

Durante el año 2013 se incrementó a nivel mundial la revisión de las ya existentes políticas de ER, las cuales se han sometido bajo ciertos ajustes para mejorar la efectividad y eficiencia de tales mecanismos, así como para reducir el apoyo hacia ellas por una serie de razones, caso dado en Europa. Al mismo tiempo, las políticas implementadas han ido emigrando hacia otros mecanismos, por ejemplo, el fomento orientado a la especificación de las tecnologías ha sido incorporado dentro de políticas tales como certificados transables y sistema de cuotas, que son incentivos sin distinción del tipo de tecnología; o el caso de políticas *feed-in* que son las que definen tarifas independientes al precio del mercado para los productores de ER, y que han sido reemplazadas por políticas de tarifa por prima adicional dependientes al precio del mercado.

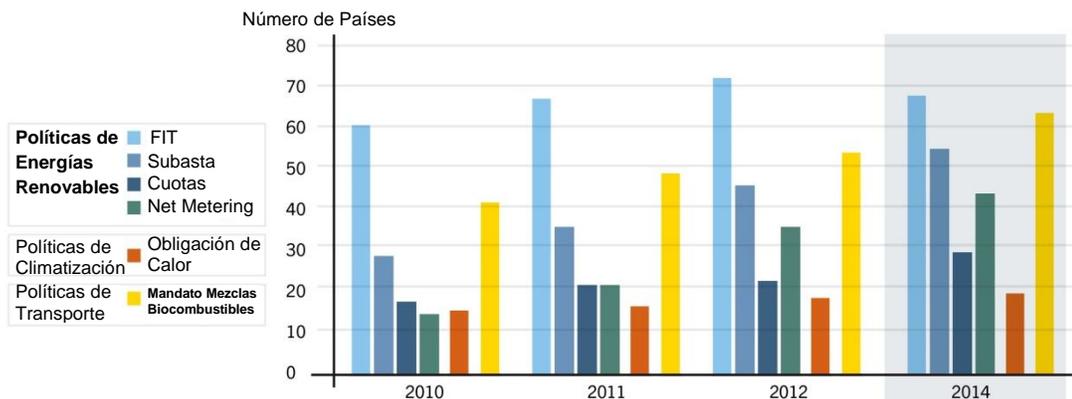
En varios países, las autoridades han continuado adaptando la legislación con el objetivo principal de responder a la coyuntura de su país. Algunos países han cambiado sus políticas en respuesta a la rápida evolución de las condiciones del mercado nacional e internacional, incluyendo la disminución de los costos por tecnología, las prácticas desleales detectadas, el ajustado presupuesto nacional, cambio de la opinión pública, entre otros. Por otra parte, existen países que están facilitando asesoramiento mediante la promulgación de políticas que gestionan la integración de altas cuotas de ER en los sistemas eléctricos.

En esta sección se pretende dar una visión de la experiencia internacional del desarrollo de políticas de fomento a las ER, analizando y evaluando la eficacia de los mecanismos.

### 2.1.1. MAPA CONCEPTUAL DE TÉCNICAS DE FOMENTO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las principales estrategias para incentivar el uso de ER se distinguen según su enfoque; mientras que uno de estos se centra en el precio, el otro apunta a la cantidad de energía. Ambas buscan cumplir el mismo objetivo, sin embargo el primero fija el precio de venta de la energía renovable, siendo la cantidad de energía generada y la potencia instalada decidida por el mercado. En el segundo caso, la normativa fija e impone la cantidad a producir de energía o instalar de capacidad de potencia, siendo el precio fijado por el mercado.

Las políticas más utilizadas en el mundo para incentivar la presencia de ER en generación son el sistema de tarifas especiales (en adelante FIT<sup>3</sup>), el sistema de subasta, Net Metering y el sistema de cuotas. El número de países que han implementado cada una de estas políticas en los últimos años se observan en la ilustración 2.



La Figura no expone todos los tipos de políticas existentes. Los países son considerados cuando al menos una política nacional está en marcha.

**Ilustración 2: Número de países con políticas de fomento ERNC distinguidas por tipo de incentivo desde el 2010 al 2014. Fuente: REN21 2014.**

Además de las políticas mencionadas, existen otros mecanismos secundarios complementarios. No obstante, esta sección pretende describir las políticas FIT, sistema de subasta y sistema de cuotas; el caso de otras medidas (tales como Net Metering) no serán analizadas ya que se propone como materia de estudio para posteriores trabajos.

<sup>3</sup> FIT: Feed-In Tariff.

### **2.1.1.1. Sistema de Tarifas Especiales (FIT)**

La autoridad (estatal o regional) fija y regula un precio de venta distinto de la energía inyectada por cada central dependiendo de sus características, estableciendo un incentivo para el desarrollo de generación de cada tecnología y garantizando que esta sea por un período suficientemente largo a fin de reducir los riesgos de inversión. El costo adicional que se produce en este sistema de tarifas es pagado por la distribuidora en proporción a su volumen de ventas y es traspasado directamente a los consumidores. Esta política posee diversas opciones de diseño, entre las que destacan:

#### *2.1.1.1.1. Tarifa fija y tarifa con prima adicional*

El sistema de tarifa fija corresponde a una fijación de tarifas determinadas por cada MWh de energía limpia producida, independiente del precio que exista en el mercado. Estas tarifas son fijadas separadamente, de manera de incentivar algunas tecnologías por sobre otras. También este esquema tarifario puede reconocer la implementación de tarifas decrecientes, con el fin de evitar sobre compensar a las centrales beneficiadas producto de la futura reducción de los costos asociados a la construcción y operación de la central.

El sistema de tarifa con prima adicional establece un pago adicional por sobre el precio de la energía que existe en el mercado, siendo este pago adicional diferente para cada tecnología. En contraste a la tarifa fija, el sistema de tarifa con prima adicional sí es influenciado por las variaciones de precio en el mercado. También se puede implementar una fijación sobre la prima adicional según el precio del mercado, en donde el valor de la prima depende del precio promedio del mercado y se reduce linealmente con el aumento de los precios en el mercado; o establecer límites superiores e inferiores, con el fin de restringir las ganancias.

En consecuencia, el sistema de tarifa fija al no depender de las variaciones de precio en el mercado es un incentivo que entrega mayor seguridad al inversionista, pero a la vez presenta un menor nivel de competencia entre los productores. Por otro lado, se puede tener un riesgo de financiamiento excesivo si no se considera una reducción gradual de la tarifa dependiente de la curva de aprendizaje de cada tecnología.

En contraste, la tarifa con prima adicional posee riesgos de inversión más alto, sin embargo tiene una mayor compatibilidad con los mercados ya que se encamina hacia una más eficiente asignación de los costos variables y se incentiva a generar más cantidad de energía cuando la demanda es mayor. Pese a ello, se debe tener precaución con el sobre financiamiento en casos en que el precio de mercado sea demasiado alto.

#### *2.1.1.1.2. Tarifa escalonada y plana*

La tarifa plana consiste en establecer una tarifa constante por tecnología, mientras que la tarifa escalonada asigna diferentes niveles de remuneración conforme a la electricidad generada por centrales de la misma tecnología. De esta forma, el esquema de tarifa escalonada busca evitar el excesivo subsidio dado a las centrales de una misma tecnología, ya que la central se puede volver más competitiva en el del mercado al disminuir la diferencia en los costos de generación a consecuencia de factores tales como la generación de una mayor cantidad de energía, o la utilización de un combustible más barato<sup>4</sup>, etc. El sistema de tarifas escalonadas calcula el nivel de las tarifas a partir de la ubicación de la central, el tamaño de la planta y el combustible empleado.

En este diseño se debe tener precaución de no crear una menor transparencia e incertidumbre para los inversionistas a causa de tener una gran cantidad de niveles diferentes de tarifas en la misma tecnología.

Por otro lado, en el caso de privilegiar las centrales de menor tamaño, se debe tener cuidado de no hacer económicamente más viable construir dos centrales pequeñas en lugar de una grande, ya que una central más grande tiende a ser más eficiente

#### *2.1.1.1.3. FIT con contrato por diferencia*

En el contrato por diferencia se define un precio de referencia llamado strike, el cual es comparado con un precio de referencia del mercado y cuya finalidad es realizar ajustes posteriores a la recaudación del ingreso debido a la venta de energía al precio de venta acordado en el contrato. Si el precio strike es menor al precio de referencia del mercado, entonces el generador recibe la diferencia entre ambos valores, por otro lado, si el precio strike es superior al precio de referencia del mercado, es el generador el que debe entregar la diferencia al regulador.

### **2.1.1.2. Sistema de Cuotas**

En este sistema la autoridad fija un porcentaje mínimo (cuota) de generación de energía o capacidad instalada proveniente de fuentes renovables. Esta obligación debe ser cumplida por los actores del sector eléctrico determinados por la autoridad, que pueden ser los generadores, distribuidores, consumidores, entre otros. Asimismo, se imponen multas por incumplimiento de las cuotas, que por lo general se destinan a un fondo que incentive el desarrollo de las energías renovables, o bien al presupuesto general del Estado. El costo adicional provocado por el sistema de cuotas generalmente es traspasado a los consumidores finales. Por lo tanto, es un incentivo

---

<sup>4</sup> Centrales de biomasa y biogás dependen del precio del combustible utilizado. La biomasa cultivada tiene un precio más alto que la obtenida de residuos. Por otro lado, el biogás extraído de residuos animales es más caro que el producido a partir de relleno sanitario o con gas de alcantarillado.

dirigido a la cantidad de generación eléctrica en donde las tarifas corresponden a los precios de mercado.

Este sistema por lo general se complementa con un Mercado de Certificados Verdes, cuyo objetivo es garantizar la generación de la cantidad de energía necesaria para cumplir con la obligación y respaldar el financiamiento del costo adicional de generación a partir de ER. Este mercado consiste en certificados que representan la cantidad de energía renovable que se produce, y se transan en el mercado entre agentes que compran y venden certificados para cumplir con sus obligaciones. También se da el caso de compra de estos certificados sin la necesidad de conseguir cumplir con la cuota, sino como una forma de apoyar voluntariamente la producción de energía limpia.

El Mercado de Certificados Verdes corresponde a un mercado secundario que es independiente a la venta de energía eléctrica y los flujos reales de energía, basado en la transacción de certificados, y en el cual, los productores de ER compiten entre sí para vender estos certificados. El precio de los certificados es definido de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda, impulsadas por la obligatoriedad de la cuota y las multas. De esta manera los generadores de ER tienen una fuente de financiamiento adicional a la venta de energía con respecto a los precios convencionales de mercado.

Este sistema, a diferencia del sistema de tarifas especiales, no asegura la inversión, pero incentiva la competencia entre los diversos generadores de ER, además de aportar un bajo riesgo de sobre financiación. Por otra parte, un mercado competitivo puede causar que algunas tecnologías de ER con menores costos y jugadores con características monopólicas tengan mayor penetración en el mercado en desmedro de las demás, lo cual limita la diversificación de ER en el sistema. Sin embargo, se pueden evitar estos problemas con un sistema bien diseñado, siendo la definición de las cuotas anuales y la fijación de multas lo más influyente en este diseño; también se pueden solucionar estas problemáticas con mecanismos como subcuotas reservadas a las tecnologías que no son favorecidas.

Es de gran importancia calcular correctamente las multas por incumplimiento de la obligación, ya que si resultan ser demasiado bajas se puede inhibir el desarrollo de ER, por consiguiente, ésta debe ser superior al costo marginal del sistema [1]. La multa restringe el límite del precio de los certificados transables aunque este valor es definido por la oferta y demanda del mercado, este en teoría tiende a igualar el precio de multa, ya que de ser el precio del certificado inferior al de la multa sería más rentable comprar los certificados que pagar la multa y a causa de esto, los certificado transables serían comprados, aumentando la demanda por certificados y en consecuencia volverían a incrementar su valor hasta igualar o superar al de la multa. También puede bajar el valor de los certificados si dejan de ser comprados debido a que la obligación se cumple de forma natural.

En el caso de las cuotas, estas deben ser más altas que la cantidad de energía renovable existente en el escenario sin la aplicación de la ley, ya que al superar la meta sin ayuda de la ley pueden

disminuir el valor de los certificados a tal punto de inhibir este mercado, y el costo administrativo generado por este sistema no se justificaría.

En consecuencia, las cuotas y multas tienen una gran influencia sobre el resultado del sistema y no son simples de calcular. Este diseño por ser un sistema que posee una mayor complejidad presenta altos costos administrativos, que son transferidos a los consumidores.

### **2.1.1.3. Sistema de Subastas**

Este sistema consiste en subastar mediante licitaciones una cantidad fija de energía (licitación enfocada al apoyo de la generación) o potencia instalada (licitación enfocada al apoyo de la inversión) en un concurso de generadores renovables. En ambos casos, se contrata la energía de los generadores que presentan los mejores precios de oferta de energía, es decir, los de menor valor. A los generadores seleccionados se les adjudica un contrato a largo plazo para suministrar energía al precio licitado, el incentivo implícito corresponde a la diferencia entre el precio de oferta y el precio del mercado.

La autoridad es la que fija la cantidad a subastar, como también la encargada de organizar el concurso entre los generadores de ER. Junto con ello, los distribuidores están obligados a comprar la energía de los productores seleccionados.

En el caso de las subastas de potencia instaladas se ofrece condiciones favorables que apoyan la inversión, como por ejemplo, subsidios a la inversión por kW instalados. Por otro lado, en las subastas de energía no se ofrece apoyo por adelantado como es el caso de subsidios, sólo debe conformarse con el incentivo dado por el precio ofrecido por kWh y la duración garantizada del contrato.

También se puede caracterizar la subasta a partir de las tecnologías a subastar, apoyando a solo una tecnología, un grupo de tecnologías o toda tecnología de ER.

### ***2.1.2. CARACTERIZACIÓN INTERNACIONAL DE POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y DESCRIPCIÓN DEL MERCADO EN LA CUAL SE INSERTA***

A continuación se presentan los resultados de la implementación en Reino Unido y España de cada mecanismo descrito en la sección anterior. Estos países fueron seleccionados ya que desde hace años se han implementado políticas de fomento a las ER. En Reino Unido, inicialmente se implementó un sistema de subastas que posteriormente fue reemplazado por el actual sistema de cuotas, mientras que en España se aplica un sistema de tarifas especiales. Se pretende analizar el funcionamiento y las modificaciones que han sufrido las políticas de incentivo, y también

describir el mercado en el cual se insertan para tener un mejor entendimiento de cómo afecta el mercado el despliegue de estas políticas.

### **2.1.2.1. Reino Unido<sup>5</sup>**

#### *2.1.2.1.1. Organización del mercado*

A partir de 1990, el Reino Unido fue el primer país europeo en adoptar un modelo de mercado eléctrico privado y liberalizado, separando los negocios de la generación, transmisión y distribución (desintegración vertical); y promoviendo la competencia en generación y comercialización. Junto a este cambio se adoptó la creación del mercado mayorista o Pool, en el cual se efectúa para los generadores un despacho centralizado. De esta forma el gobierno permitió introducir la competitividad en el sector eléctrico al eliminar la integración vertical. Este cambio estructural y regulatorio, es el mismo que posee Chile en la actualidad.

Sin embargo, en este sistema se observó un alza del precio de la energía a pesar de que los generadores experimentaron una reducción de sus costos, producto del aumento de la eficiencia. Esto hubo de presumir una manipulación de los precios por parte de los generadores que aprovechaban su influencia sobre el mercado. Es por este motivo que en 2001 el gobierno y Ofgem<sup>6</sup> realizaron una reforma en el mercado eléctrico, la cual consiste en el reemplazo del modelo POOL por el NETA (New Electricity Trading Arrangement), este último consiste en la venta voluntaria de energía por medio de contratos bilaterales<sup>7</sup>. La inserción del modelo NETA, permitió cambiar el despacho centralizado por el auto despacho; y además introdujo un difuso mecanismo de equilibrio de precio doble, diseñado para fomentar la prontitud de la contratación con respecto al despacho. El resultado de esta reforma fue una baja en los precios de mercado.

Debido al éxito de NETA, en 2005 se introdujo una nueva reforma, BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangement), la cual consistió en la extensión del NETA hacia de Escocia.

#### *2.1.2.1.2. Apoyo a las políticas de fomento de energías renovables*

Entre 1990 y 1998, se implementó un sistema de subasta llamado NFFO (nonfossil fuel obligation). Este consistía en alcanzar una capacidad instalada de 1500 MW en el año 2000. Las subastas seleccionaban las ofertas con los menores precios ofertados, los que serían posteriormente los precios en que las centrales venderían su energía por medio de contratos con

---

<sup>5</sup> Gran Bretaña está conformada por Inglaterra, Escocia y Gales. Por otro lado, como aclaración, Reino Unido lo compone Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

<sup>6</sup> Regulador de Gran Bretaña.

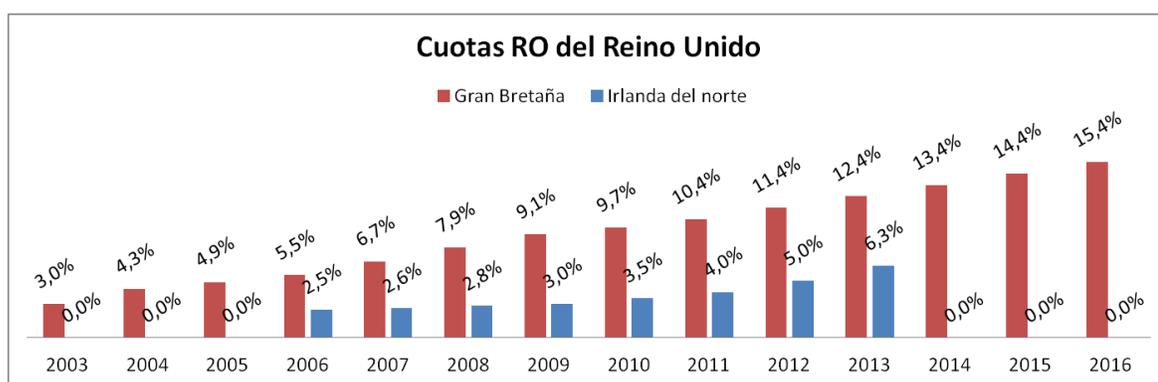
<sup>7</sup> Corresponde a contratos celebrados entre las partes con una duración mínima, y que formalizan la entrega física de suministro de energía eléctrica

una duración de hasta 15 años. Además, se subastaba por tipo de tecnología, e incluía tanto a las ER como a la energía nuclear.

La diferencia entre el precio de mercado y el precio ofertado en la NFFO, era financiada por medio de un impuesto incorporado en las ventas de energía eléctrica de los generadores, que finalmente se traspasaba a los consumidores finales.

Lamentablemente la NFFO fue un fracaso, sólo se desarrollaron 4 rondas de subastas, ya que a medida que estas se realizaban, los oferentes tendieron a reducir cada vez más sus precios ofertados haciendo inviable la inversión; si en 1990 el promedio de los precios ofertados era de 13,40 US\$/kWh, en 1998 fue de 4,49 US\$/kWh. En el caso de la tecnología eólica, el precio de oferta promedio en 1990 era de 17,85 US\$/kWh, posteriormente en 1998 fue de 4,77 US\$/kWh. Era frecuente la existencia de productores eólicos que con optimismo ofrecían bajos precios, y que luego no eran capaces de comprar el sitio o instalar las turbinas al costo que les permitiera recuperar la inversión por medio de la recaudación de la venta de energía al precio ofertado; o necesitaban reubicarse sutilmente dentro de la zona pero no lo lograron debido a los términos contractuales acordados. Por este tipo de motivos los proyectos se retrasaban, no se concretaban y muchos productores se encontraron en quiebra. De esta forma, entre 1990 y 1998, de los 302 proyectos eólicos adjudicados, solo 75 de ellos (25%) se construyeron. De los 3693 MW adjudicados, sólo 1034 MW de estos se encontraban operando en 2004. Finalmente, en la última subasta, de los 33 proyectos eólicos participantes, ninguno fue contratado. Se hubiera evitado el fracaso de la NFFO con medidas regulatorias tales como sanciones por incumplimiento de contrato.

Posteriormente, el sistema de subastas NFFO fue desplazado por un sistema de cuotas, denominado “Renewables Obligation” (RO), que pretendió alcanzar una cuota del 20% en el 2020. A partir del 2002 en Gran Bretaña (2005 en el caso de Irlanda del Norte) se incorporó este nuevo sistema que propuso las cuotas obligatorias expuestas en la ilustración 3.



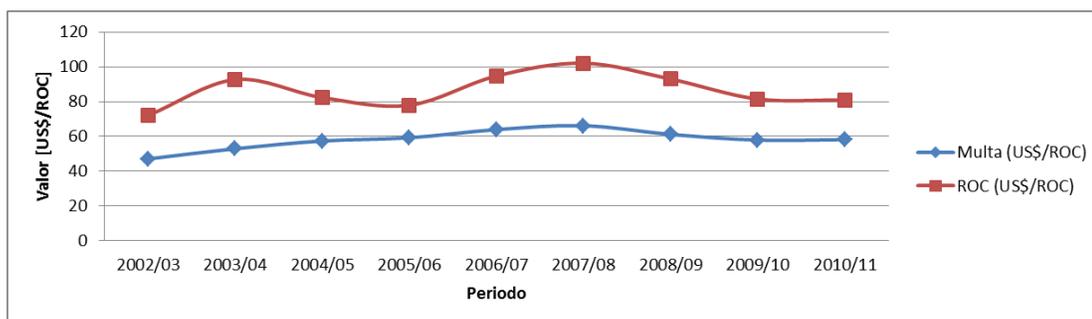
**Ilustración 3: Cuotas RO de Reino Unido. Fuente: J.I.Barona [3].**

Este sistema RO se complementa con un sistema de certificados transables, llamados “Renewables Obligation Certificates” (ROCs), siendo 1 MWh la energía renovable que se transaba por un ROC. Por otro lado, de no cumplirse la cantidad de ROCs adquiridos necesarios para cumplir con la obligación RO, se atribuía una multa. Luego, las multas fiscales recaudadas

son distribuidas a los poseedores de ROCs, en proporción a los certificados canjeados, lo que deriva en la reducción de los costos producto de la compra de los certificados para cumplir con la obligación.

Sin embargo, el sistema RO ha sufrido cambios estructurales. Antes de 2009, un ROC equivalía a 1 MWh de energía renovable proveniente de cualquier tipo de tecnología, dándole una naturaleza fiscal neutra a esta política y como resultado, las tecnologías con menores costos adquirieron elevados niveles de desarrollo en desmedro de las demás. Es por ello que después de 2009 se introdujo el “banding” o subcuota, el cual define qué cantidad de energía en MWh debe ser equivalente a 1 ROC según el tipo de tecnología; esta equivalencia depende de la curva de aprendizaje en cuestión.

En el caso de la multa, esta ha sido superada por el valor del ROC durante todo el periodo. En la ilustración 4 se observan los altos precios de los ROCs, de esta forma los generadores ERNC han recibido una recaudación extra. Además, se concluye que ha existido interés por la adquisición de estos certificados, sin embargo parece ser más conveniente pagar la multa.



**Ilustración 4: Precios de la multa por incumplimiento y certificados ROCs. Fuente: Elaboración propia.**

A pesar de todo, este sistema no tuvo el éxito esperado y las cuotas no fueron alcanzadas. De hecho el año 2005 fue el año más próximo a alcanzar la meta, en donde la cantidad de ERNC generado fue un 4% del consumo total del sistema, es decir un 73% de los 5,5% establecidos. Desde el 2002 al 2009 se ha cumplido en promedio un 62,5% de las obligaciones [12].

Finalmente, en Gran Bretaña, actualmente también opera un sistema FIT para generadores con potencia instalada menor a 5 MW, y a partir del 2013 se comenzó a incorporar la reforma del mercado eléctrico. Ésta consiste en 4 medidas: FIT con contrato por diferencia, piso al precio del carbono, mercado de capacidad instalada y estándar de emisión. Por lo demás, entre 2014 y 2017, los nuevos generadores tendrán la opción de elegir entre el mecanismo RO y el FIT con contrato por diferencia, y desde el 2017, el RO dejará de ser un incentivo disponible para las futuras centrales.

## **2.1.2.2. España**

### *2.1.2.2.1. Organización del mercado*

Entre 1988 y 1997, el mercado español consistía en un marco esencialmente regulado por el Estado. Este marco se basaba en el conjunto de normas y leyes, conocido como Marco Legal Estable (MLE), que buscaba garantizar a las empresas eléctricas beneficios aceptables y la recuperación de sus inversiones a largo plazo, así como también fijar de forma transparente las tarifas a los consumidores en condiciones de mínimo costo. El MLE, permitía al Estado establecer la tarifa de pago a los generadores con el objetivo de reservarse el derecho de fomentar disparmente cada tipo tecnología, y así configurar el mix de generación mediante las revisiones de los costos de desarrollo de cada fuente. Sumado a esto, se nacionalizó el sistema de transmisión (se crea Red Eléctrica de España, REE) y se constituyó como un monopolio natural. En contraposición, el sistema de distribución continuó perteneciendo a las empresas eléctricas privadas.

La tarifa que debían pagar los consumidores, llamada tarifa integral, se determinaba anualmente a partir de la división entre los costos totales del sistema y la demanda proyectada para ese año. Sin embargo, cuando se inició el MLE, se produjo una sobreestimación del crecimiento del consumo, y además se generó un crecimiento de la cantidad de energía producida, por ello se temía que la tarifa integral también creciera. Es por esto que en 1994 se establece un nuevo marco retributivo.

Posteriormente, en 1998, siguiendo la tendencia de los países de la Unión Europea, España liberaliza su mercado eléctrico con la promulgación de la Ley 54/1997. Esta ley elimina la noción de servicio público en el suministro eléctrico (generadores) e incorpora mecanismos de libre mercado, como la formalización de contratos bilaterales. Sin embargo, se mantiene la regulación del Estado en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo demás, el sistema de distribución se desvincula de la comercialización y se crea la figura de comercializadora de electricidad.

Los esquemas propuestos por MLE y la Ley 54/1997 establecen que los consumidores finales son los que cubren los costos del sistema, no obstante difieren en que el segundo esquema engloba una componente regulada (cubre costos de transmisión, distribución, primas al régimen especial, etc.) y una componente de mercado en la tarifa del consumidor (mercado entre productores y consumidores directos, o, productores y comercializadores).

En la actualidad impera el régimen impuesto por la Ley 24/2013, el cual mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, aunque impulsa la competencia efectiva en el sector.

#### *2.1.2.2.2. Apoyo a las políticas de fomento de energías renovables*

España, influenciada por las metas establecidas en el Libro Blanco de las Energías Renovables<sup>8</sup>, trazó en 1999 el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PER) 2000-2010 que tuvo por objetivo alcanzar en 2010 un 12% de participación de energías renovables en el consumo total de energía. Luego en 2005 se sustituye este plan por el PER 2005-2010, el cual mantiene la meta del 12% de ER al 2010. El PER, básicamente representa el planteamiento de los objetivos por alcanzar, sin embargo, la materialización del cumplimiento de estos objetivos se logra a través de los Reales Decretos (R.D.), los cuales establecen los mecanismos de incentivo a las ER.

El primer R.D. que apoyó a las ER se incorporó en 1998 (R.D. 2828) e introdujo un sistema de oferta consistente en dos opciones de elegir la forma de recaudar la tarifa para los productores de ER. La primera opción es recibir una tarifa fija por cada kWh inyectado al sistema; mientras la segunda, consiste en optar por una tarifa prima adicional constante. Esta elección tiene validez por un año, posteriormente, el productor tiene la opción de mantener su decisión o cambiar a la otra alternativa.

En 2004 se celebró el siguiente R.D. (R.D 436/2004), el cual impuso que tanto la tarifa fija como la prima adicional sean calculadas como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) establecida cada año según las tarifas del mercado. Además, en la opción de tarifa adicional, se estableció que la energía fuera vendida por medio de contratos bilaterales. A causa de este decreto, la mayoría de los generadores de ER optaron por las tarifas con prima adicional, en gran parte, porque resultaban más atractivas debido al aumento de los precios del mercado.

Por consiguiente, las tarifas ofrecidas en ambas opciones tendieron aumentar por la dependencia con la TMR, lo cual significó una sobre compensación a los productores de ER. Es por este motivo que en 2007 se promulgó un nuevo decreto (R.D. 661/2007) que elimina la dependencia de las tarifas con la TMR y se considera una nueva referencia dependiente de otros factores como el IPC o el precio del gas natural, y además se incorporan límites superiores e inferiores en los precios atribuidos a las primas. De esta forma, si el precio resultante en el mercado mayorista es demasiado bajo, entonces la prima aumenta hasta cierto valor; en caso contrario, si el precio de mercado es demasiado alto, la prima disminuye hasta cierto límite. Este cambio de normativa produjo que nuevamente la opción de tarifa fija fuera la más atractiva y requerida.

Finalmente cabe destacar que España es uno de los países de la Unión Europea más exitosos en la implementación de generación de ER, sin embargo, sufre de desfinanciamiento fiscal y pérdida de credibilidad por parte de los inversionistas privados, a causa de no establecerse claramente el tiempo limitado del esquema de incentivo de tarifas especiales y de la sobrecompensación producida [11].

---

<sup>8</sup> Es un documento elaborado por la Comisión Europea a modo de declaración de intenciones para impulsar el desarrollo comercial de las energías renovables y su introducción en la vida de los ciudadanos comunitarios.

### 2.1.3. CONCLUSIONES

La investigación contenida en este capítulo muestra la evolución que han experimentado las principales políticas de fomento de ER. Se puede conocer entonces de cada una de ellas las ventajas y desventajas de su implementación, su mecanismo, el grado de vinculación con el mercado, los resultados obtenidos, entre otros elementos.

La política FIT se puede diseñar considerando diversas características acertadas que logren una mejor adaptación del contexto al cual se desea insertar. Por consiguiente, para el diseño de políticas FIT se puede consentir: discriminar por costos de generación (estableciendo niveles de tarifa dependiendo del tamaño o combustible de la central), el nivel de dependencia que tengan estas tarifas con respecto al mercado (tarifa fija o con prima adicional), la curva de aprendizaje de cada tecnología, condiciones locales, etc. Así, se pueden crear múltiples niveles de tarifa a partir de las características de cada central, o del nivel de influencia del mercado. Sin embargo, se tiene que cuidar de no crear demasiados niveles de tarifa para una misma tecnología, ya que esto conduce a una menor transparencia e incertidumbre para el inversionista.

Por lo demás, es de suma importancia establecer correctamente los criterios de fijación de la tarifa, la duración del incentivo, los beneficiarios producto de este mecanismo (por ejemplo, si corresponde solo a las nuevas instalaciones, o también con las ya existentes) y los ajustes de la tarifa con respecto al precio de mercado. La duración de las tarifas debe ser suficientemente extendida como para entregar garantías y atenuar el riesgo de inversión, pero también no debe excederse su prolongación, ya que las condiciones de mercado podrían no ser las esperadas y se requiera cambiar el diseño para ajustarse mejor al contexto. Adicionalmente, el nivel de las tarifas debe ser el adecuado con tal que sea lo suficientemente alto como para incentivar la inversión y lo suficientemente moderado como para evitar la sobrecompensación. Para evitar el sobre financiamiento, se recomienda implementar un sistema de tarifa escalonado y establecer una dependencia con el aprendizaje tecnológico de manera tal que la tarifa disminuya con el tiempo, así al reducir los beneficios extraordinarios entonces el costo pagado por los consumidores disminuiría también. Por último, la fijación de las tarifas debe ser revisada periódicamente por los organismos reguladores del mercado

En el caso de la política de obligación por cuotas se impone el mínimo crecimiento de ER anual sin fijación de precios y sin distinción de tecnología, contrario al caso del incentivo FIT. Esto fomenta la competencia y conlleva al desarrollo de tecnologías más económicamente eficientes, por ende ha de suponerse que los consumidores perciben un mejor precio de compra para la energía. Consecuentemente, se traspaasa un mayor riesgo a los productores ya que no existe de por medio un contrato a largo plazo que garantice vender un determinado volumen de energía a un precio preestablecido. En el sistema de cuotas los precios están sujetos a la volatilidad del mercado. Por otro lado, el incentivo de este sistema es aplicando una multa, la cual debe ser ajustada correctamente, con un valor significativamente mayor al costo marginal del sistema con tal que el mecanismo sea efectivo.

Otro incentivo incorporado al sistema de cuotas es el mercado de certificados transables, el cual reduce el riesgo de la inversión al generar una ganancia adicional al productor ER. Los certificados pueden llegar a representar un ingreso considerable para los generadores, por lo tanto si el precio de estos disminuye entonces aumentará el riesgo de inversión lo que significará una barrera de entrada adicional a las tecnologías renovables más caras, por ello se debe procurar garantías de competencia en los mercados de certificados transables. Sin embargo, las garantías de competencia no son confiables cuando la cuota obligatoria se cumple.

El sistema con cuota obligatoria no privilegia directamente ciertas tecnologías como lo concibe el sistema FIT, aun así se beneficia a las centrales más competitivas en desmedro de las demás, lo que podría impedir una real diversificación del sistema eléctrico. Esto es producto de la enorme influencia de ciertos agentes sobre el mercado competitivo o simplemente de la diferencia de costos de inversión de cada tecnología. Reino Unido intentó resolver este problema imponiendo subcuotas a través de la diferenciación por tecnología de la cantidad de energía contenida en un certificado transable.

A pesar de las modificaciones sobre la política de cuotas obligatorias, Reino Unido y otros países con este sistema no han logrado cumplir con las cuotas. Más aún, se han mostrado altos costos anuales pero bajas tasas de crecimiento. Según esto, es recomendable complementar esta políticas con las otras.

A partir de la NFFO se puede apreciar que el incentivo de subasta conduce a una rápida caída de los precios ofertados en las licitaciones, garantizando un moderado aumento a largo plazo de los precios de energía renovable que deben pagar los consumidores, por lo tanto este mecanismo resulta ser eficiente económicamente (característica del sistema de cuota obligatoria). Por otro lado, el Estado tiene la potestad de seleccionar las tecnologías a fomentar por medio del llamado a concurso y dar garantías a los generadores otorgándoles contratos de largo plazo con el precio preestablecido (característica sistema FIT). Este sistema tiene la ventaja de poseer una sencilla implementación, ya que no interviene en gran medida al mercado. Sin embargo, se debe tener extrema precaución con la cantidad de energía a licitar, si esta resulta ser demasiado baja los costos de administración y transacción aumentan, por otro lado si la cantidad es demasiada alta existe la posibilidad de que todos los generadores tengan mayores posibilidades de repartirse entre todos la cantidad subastada y por ende se pueden poner de acuerdo entre todos (oferta estratégica), ya que disminuye la competencia.

El sistema de subasta debe considerar y coordinar las causas que podrían atribuir retrasos a los proyectos (por ejemplo, aprobación temprana de las normas ambientales), de manera de no violar el contrato estipulado e imponer sanciones o algún otro incentivo para evitar que los proyectos no se concreten como en el caso de Reino Unido.

Como se ha visto en los casos de los países estudiados, el mercado juega un rol relevante en la efectividad de las políticas analizadas. Por ello, este debe ser un mercado sin integración vertical de manera de garantizar a los generadores de ER condiciones equitativas de acceso a la red.

También se debe impedir el abuso de poder por parte de los agentes dominantes del mercado eléctrico que pueden obstaculizar el desarrollo de pequeños generadores.

Por otra parte, cualquiera sea el mecanismo de incentivo ER adoptado, es el consumidor final el que paga. Es de suponer que en el sistema de cuotas el riesgo asociado a la inversión, produce que el productor (no los consumidores) sea quien absorba las ganancias generadas por la eficiencia del sistema.

Finalmente, las barreras administrativas tienen una gran influencia sobre el éxito de estas políticas y el diseño de la política ERNC debe ser estable y continuo para el productor de ERNC. Por ende: se deben establecer objetivos de largo plazo y bastantes ambiciosos como para brindar seguridad al inversionista, la ayuda financiera debiese ser mayor que los costos marginales de producción (por ejemplo, multas en cuotas obligatorias), el incentivo se debe restringir a un cierto periodo de tiempo (por ejemplo, tarifas decreciente en FIT), y el mecanismo no debe ser interrumpido hasta que finalice la vida útil de la central. En conclusión, mecanismos esporádicos e interrumpidos no resultan adecuados ya que no entregan credibilidad.

## 2.2. DESCRIPCIÓN DE LA LEY 20.698 INCLUYENDO MARCO NORMATIVO NACIONAL

### 2.2.1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO EN CHILE

El mercado de electricidad en Chile promueve la eficiencia económica a través de mercados competitivos, en todos los segmentos no monopólicos, y por medio de capitales privados se financian las inversiones y se desarrollan las operaciones de la infraestructura energética.

Este mercado está constituido por tres segmentos de negocio: generación, transmisión y distribución. Estas actividades son controladas por empresas privadas, sin embargo el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización, planificación indicativa de inversiones en generación y desarrollo de la transmisión mediante procesos participativos con los actores del mercado. Además, se introduce la desintegración vertical, es decir, existe una separación entre las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen un tratamiento regulatorio diferenciado. Se consideran los segmentos de transmisión y distribución como monopolios naturales y regionales respectivamente, mientras el segmento de generación se desarrolla bajo el supuesto de libre competencia.

El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas eléctricos interconectados se caracteriza por la existencia de un mercado spot en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal<sup>9</sup> resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda.

Los sistemas eléctricos son el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica. Según su capacidad de generación se clasifican en:

**Tabla 1: Clasificación de sistemas interconectados.**

<b>Clasificación</b>	<b>Capacidad instalada de generación</b>
Sistemas interconectados	Igual o superior a 200 MW
Sistemas medianos	Superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW
Sistemas aislados	Igual o inferior a 1,5 MW

Los principales sistemas en Chile son:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica hasta la localidad de Coloso
- El Sistema Interconectado Central (SIC): sistema mayor que abastece la zona central del país, desde Taltal hasta Quellón.
- Sistema Eléctrico de Los Lagos: macro sistema mediano que abarca Hornopirén y Cochamó.
- Sistema Eléctrico de Aysén: sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, General Carrera y Aysén.
- Sistema Eléctrico de Magallanes: corresponde a cuatro subsistemas medianos. Se localiza en el extremo más austral del país: Punta Arenas, Puerto Williams, Puerto Natales y Porvenir.
- Sistema Eléctrico Isla de Pascua o SASIPA.

### **2.2.1.1. Clientes**

Los clientes se clasifican según su consumo de potencia, y a partir de esto se determina la forma de pago correspondiente a su consumo. Los clientes se clasifican en:

<sup>9</sup> Corresponde al costo adicional en el que se incurre por una unidad adicional del producto. En el caso de la producción de energía eléctrica se refiere al costo marginal de la energía y se expresa en US\$/MWh o alguna unidad equivalente.

**Tabla 2: Clasificación de clientes.**

<b>Tipo de Cliente</b>	<b>Potencia Consumida</b>	<b>Forma de Pago</b>
Cliente Regulado	Igual o inferior a 2 MW.	Sujeto a regulación de la tarifa definida por la autoridad.
Cliente Libre	Superior a 2 MW.	No sujetos a regulación de precios, negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras.

Por último los clientes regulados con potencia consumida entre 500 kW y 2 MW, pueden optar por ser clientes libres, debiendo mantener esa clasificación a lo menos por 4 años.

### **2.2.1.2. Segmento de Generación**

Este segmento es netamente privado, se caracteriza por desarrollarse bajo el supuesto de libre competencia, con economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

Tiene la misión de suministrar la energía necesaria para abastecer al sistema eléctrico, preocupándose en que la generación sea confiable en cantidad y oportunidad. Los generadores pueden optar en participar en dos tipos de mercados:

#### *2.2.1.2.1. Mercado mayorista*

Es constituido por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, encontrándose sujetas a contratos de suministro. Las centrales que por despacho<sup>10</sup> poseen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respectivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema en esa hora. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al costo marginal de potencia<sup>11</sup>. [16]

<sup>10</sup> Despacho económico: distribución de todos los requerimientos de generación entre las unidades del parque de generación de manera de alcanzar el óptimo económico del sistema.

<sup>11</sup> Es el mínimo costo de inversión en que tendría que incurrir el sistema eléctrico para producir una unidad adicional de potencia.

#### *2.2.1.2.2. Mercado de contratos*

El mercado de contratos corresponde a un mercado de tipo financiero (el generador siempre compra en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado) con contratos pactados libremente entre los generadores y empresas distribuidoras o clientes libres. Se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. [16]

### **2.2.1.3. Segmento de Transmisión**

Un sistema de transmisión es el conjunto de líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico, y que permiten transportar energía eléctrica desde los sectores excedentarios de generación de energía a los deficitarios, operando en los niveles de más alta tensión. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión nacional cubren el rango comprendido entre tensiones superiores a 23 kV. En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres segmentos:

#### *2.2.1.3.1. Sistema de Transmisión Troncal*

Según el marco regulatorio se distingue este sistema por poseer las siguientes características:

- Tensión nominal igual o mayor a 220 kV.
- Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia.
- Independencia de la magnitud de los flujos en estas líneas con respecto a un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.
- Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

#### *2.2.1.3.2. Sistema de Subtransmisión*

Este sistema contempla exclusivamente el abastecimiento a grupos de consumidores finales libres o regulados, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Según el marco regulatorio, deben cumplir con las siguientes características:

- No calificar como instalaciones troncales.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

#### **2.2.1.3.3. *Sistemas de Transmisión Adicional***

Los sistemas de transmisión adicional están destinados esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a clientes libres, y a la inyección de energía de generadores, son instalaciones de transmisión que no forman parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

#### **2.2.1.4. Segmento de Distribución**

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.

Se define alta tensión en distribución para el rango entre 400 V y 23 KV, y baja tensión de distribución para tensiones inferiores a 400 V.

#### **2.2.1.5. Institucionalidad**

##### **2.2.1.5.1. *Ministerio de Energía***

El Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. [28]

##### **2.2.1.5.2. *Comisión Nacional de Energía (CNE)***

Es un organismo público, descentralizado y autónomo, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona por intermedio del Ministerio de Energía.

Su principal función conforme al artículo 2° del Decreto Ley que la creó, es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía.

Según la ley: “La comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que se deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, comparable con la operación más económica”. [23]

#### *2.2.1.5.3. Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)*

Tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar, aplicar multas, entre otras. [29]

#### *2.2.1.5.4. Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)*

Los Centros de Despacho Económico de Carga son los organismos encargados de determinar la operación del conjunto de instalaciones de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW. Actualmente existen 2 CDEC en el país, uno de estos se encarga del SING, mientras que el otro del SIC.

Los integrantes que la conforman corresponden a representantes de las empresas que poseen instalaciones de generación, transmisión (en todos sus niveles) y clientes libres. Además, cuenta en su estructura de Direcciones Técnicas: la Dirección de Operación (DO), la Dirección de Peajes (DP), la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP), y la Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD). Adicionalmente la DO tiene a su cargo el Centro de Despacho y Control. [30] [31]

Por otro lado, por ley, a los CDEC le corresponde:

- Preservar la seguridad global del Sistema Eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- Determinar las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.
- Elaborar los estudios e informes requeridos por la CNE, la SEC o el Ministerio de Energía.

#### *2.2.1.5.5. Panel de Expertos*

Su función es pronunciarse mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento. El Panel de Expertos está integrado por siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica y que han acreditado, en materias técnicas, económicas o jurídicas del

sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Las materias sometidas a dictamen del Panel de Expertos son las que tienen relación en cuanto a sistemas de transmisión troncal, sistemas de subtransmisión, sistemas adicionales de transporte, los servicios de distribución, los sistemas eléctricos medianos, los Centros de Despacho Económico de Carga, la energía eléctrica generada con fuentes renovables no convencionales y Otras discrepancias (las que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen). [32]

#### *2.2.1.5.6. Centro de Energías Renovables (CER)*

El Centro de Energías Renovables (CER) es una institución que consolida los esfuerzos del Estado de Chile para desarrollar las energías renovables no convencionales (ERNC).

A través del contacto directo que logra el CER con todos los integrantes de la industria de las ERNC, es también un proveedor de insumos para el Ministerio de Energía en el diseño de las nuevas políticas en esa materia. [24]

#### *2.2.1.5.7. Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN)*

La misión y objetivos fijados por ley son [33]:

- Atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y usos pacífico de la energía atómica y de los materiales fértiles, fisionables y radiactivos, y
- Regular, fiscalizar y controlar, desde el punto de vista de la seguridad nuclear y radiológica, las instalaciones nucleares y las instalaciones radiactivas relevantes en todo el país.

La institución es dirigida y administrada por un Consejo Directivo y un Director Ejecutivo. Las actividades que se desarrollan al interior de la CCHEN, impactan en variadas áreas del quehacer nacional siendo las más relevantes la salud, la industria, la minería, la agricultura, y la alimentación.

### *2.2.2. HISTORIA DE FOMENTO DE LAS ERNC EN CHILE*

Chile en el año 1982 promulga la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), y con ello se convierte a nivel mundial en el primer país en implementar un sistema eléctrico de carácter competitivo. El marco reglamentario ha sido perfeccionado a través de los años, sin embargo no fue hasta marzo de 2004 que se introdujeron los primeros cambios relacionados con ERNC por medio de la celebración de la Ley Corta I. Le siguieron la creación de la Ley Corta II, la Ley 20.257 y finalmente la Ley 20.698.

Las necesidades del país demandan mayor seguridad de abastecimiento energético, y por ello numerosos gobiernos han planteado diversificar la matriz energética, la cual está constituida principalmente de recursos hídricos e hidrocarburos importados de otros países. Por otro lado, la ciudadanía ha tomado un rol más activo en la formulación de políticas energéticas y exige disminuir el impacto ambiental respecto de las tecnologías convencionales de producción.

### **2.2.2.1. Ley Corta I**

Esta ley por medio del artículo 77° del DFL4 obliga a las empresas de transporte de energía a prestar el servicio de transmisión de energía. De esta forma no existe un trato discriminatorio a centrales ERNC que usualmente, debido a su tamaño o características técnicas, les es difícil insertarse en el sistema. El artículo 77° establece que los sistemas de Transmisión Troncal, Subtransmisión y los Sistemas Adicionales, en tanto estos últimos hagan uso de servidumbres o bienes nacionales de uso público en su trazado, deben someterse al régimen de acceso abierto; esto es, ser utilizados por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Además, los propietarios de las instalaciones de transmisión descritas no pueden negar el servicio por motivos de capacidad técnica a ningún interesado, salvo que el CDEC limite las inyecciones o retiros del interesado, sin discriminar a los usuarios, para mantener la correcta operación coordinada del Sistema Eléctrico.

Antes de la celebración de esta ley, las centrales solventaban el 100% del pago del peaje que se definía tras negociaciones con las transmisoras. En la actualidad el artículo 78° del DFL4 establece que toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico, así como toda empresa que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o clientes finales, debe pagar los respectivos costos de transmisión en la proporción que se determine. Esta medida de repartición del pago del peaje entre los generadores y los consumidores de energía eléctrica permite reducir los costos que incurren las centrales, por ende es un apoyo que incentiva la realización de inversiones de centrales.

Un hito importante que fomenta la inversión de ERNC se refleja a través del tratamiento de pago por peaje para medios de generación con fuentes no convencionales. El artículo 79° establece que los propietarios de los medios de generación cuya fuente sea geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la Comisión, conectados al sistema eléctrico, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20 MW, están exceptuadas del pago total o parcial de los peajes<sup>12</sup> por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal.

---

<sup>12</sup> Las especificaciones del tratamiento del peaje para medios de generación con fuente no convencional con potencias inferiores a 20 MW se encuentra en el apartado 2.2.3 REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN.

Los montos totales de peajes exceptuados son pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, en proporción de tales inyecciones.

Finalmente el artículo 149° del DFL4 establece que todo propietario de medios de generación tiene el derecho de vender la energía al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia. También por medio del reglamento se establecen mecanismos de estabilización de precios a la energía inyectada por medios de generación con potencias menores a 9 MW, de este modo se beneficia a estas centrales brindándoles un tratamiento comercial con menor riesgo en sus flujos de ingreso. Además los concesionarios de servicio público de distribución, así como aquellas empresas que poseen líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público, deben permitir la conexión de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

#### **2.2.2.2. Ley Corta II**

Esta ley obliga a las empresas de distribución eléctrica a adquirir grandes bloques de energía con el fin de disponer permanentemente del suministro de energía que permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados dentro de por lo menos los próximos tres años. Luego, estas empresas deben licitar su suministro en condiciones competitivas con los generadores. De esta forma, las centrales generadoras disminuyen su riesgo al adjudicarse contratos a largo plazo (máximo 15 años), ya que asegura parte de sus ingresos. De este modo se da cierta seguridad y respaldo a la realización de inversiones en el área de generación.

Por otro lado, asegura un nivel de precios competitivo y no discriminatorio para los medios con fuentes no convencionales ya que se valida su derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados.

#### **2.2.2.3. Reglamento Para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios De Generación**

Este reglamento está contenido en el Decreto N°244 de 2005 que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.”, dictado por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

El artículo 1 define tres categorías a modo de catalogar las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se les aplique las disposiciones de este reglamento:

**Tabla 3: Categorización de medios de generación según Decreto Supremo N° 244.**

<b>Categoría</b>	<b>Definición</b>
PMGD: Pequeños medios de generación distribuidos	Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, conectados a una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
PMG: Pequeños medios de generación	Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
MGNC: Medios de generación no convencionales	Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW.

En términos generales, los principales aporte a la Ley Corta I especificados en este reglamento son:

- Los procedimientos para la determinación de los precios de venta de los medios de generación correspondiente a la tabla 3, como también los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencias suministrados al sistema no superen los 9 MW.
- Los procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de la instalación de un PMGD.
- Definición de plazos para efectuar solicitudes entre PMGD o PMG y las empresas distribuidoras.
- Mayor detalle en la información que deben poseer los informes de costos de conexión, formato de solicitudes y modalidad de la entrega de información.

#### **2.2.2.3.1. PMGD**

El uso que se le da a las inyecciones de los excedentes de potencia en el sistema de distribución no da lugar al pago de peajes de distribución, a excepción del caso en que se suministre a usuarios no regulados. En cuanto al propietario u operador del PMGD:

- Es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución, es decir, todo PMGD opera con autodespacho. Se refieren las inyecciones de energía y potencia a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada a esta.

- Tiene el derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas al CDEC.
- Puede optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, siendo 4 años el periodo mínimo de permanencia en cada régimen.
- Deben concurrir al pago de los costos de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicional. Si se trata de un MGNC, están exceptuados del pago total o parcial de los peajes por inyección en los sistemas de transmisión troncal.

#### 2.2.2.3.2. PMG

Los propietarios u operadores de un PMG:

- Pueden optar operar con autodespacho. Los que incurran a la operación con autodespacho no pueden disponer de capacidad de regulación de sus excedentes.
- Puede optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado.
- Deben concurrir al pago de los costos de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicional. Si se trata de un MGNC, están exceptuados del pago total o parcial de los peajes por inyección en los sistemas de transmisión troncal.

#### 2.2.2.3.3. MGNC

Los propietarios de los MGNC están exceptuados del pago total o parcial de los peajes, sin embargo, los excedentes de potencia suministrados al sistema son determinados por la Dirección de Peajes del CDEC. También, existe un peaje adicional que se obtiene a partir del peaje con exención parcial o total de pago, la cantidad de excedentes de potencia del sistema que está libre de pago y la capacidad instalada total del sistema.

#### Peaje producto de la exención de pago parcial o total

El valor del peaje que deben pagar los MGNC (representado por la abreviatura “ $PNC1_i$ ”) en unidades monetarias se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$PNC1_i = Pbase_i \cdot FP_i$$

En donde:

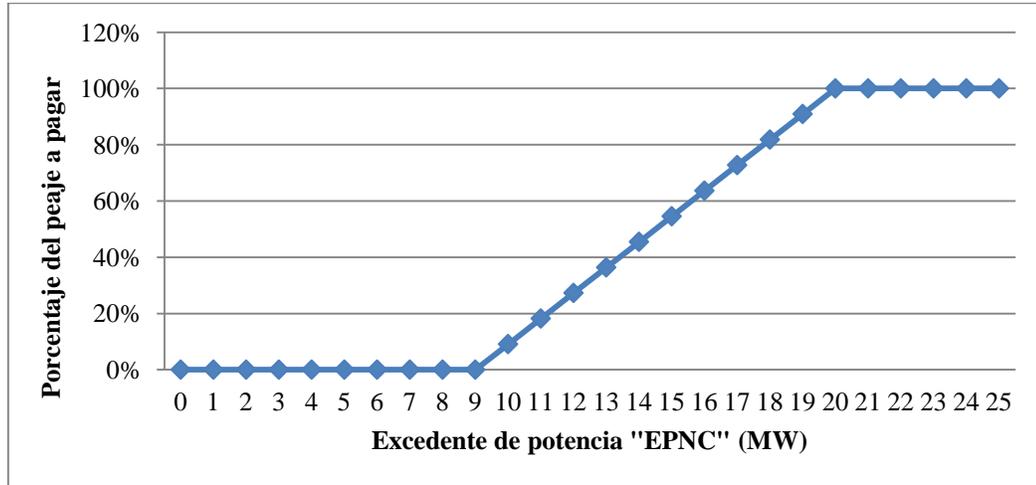
$Pbase_i$ : Peaje que le corresponde pagar al  $MGNC_i$  expresado en unidades monetarias de acuerdo a las normas generales de peajes.

$FP_i$ : Factor proporcional asociado al  $MGNC_i$  para el cálculo de la exención expresado en cálculos adimensionales.

El factor proporcional  $FP_i$  se obtiene en relación al excedente de potencia suministrada por el  $MGNC_i$  al sistema. Representando este excedente de potencia por  $EPNC_i$ , se tiene:

$$FP_i = \begin{cases} 0 & EPNC_i < 9 \text{ MW} \\ \frac{EPNC_i - 9.000}{11.000} & EPNC_i \geq 9 \text{ MW} \end{cases}$$

De manera ilustrativa, el gráfico siguiente muestra el porcentaje del  $Pbase_i$  a pagar por un MGNC, de acuerdo a su potencia suministrada al sistema:



**Ilustración 5: Gráfico del tratamiento de peaje para MGNC.**

### Peaje adicional

El peaje adicional (en adelante  $PNC2_i$ ) expresado en unidades monetarias se determina conforme a lo siguiente:

$$PNC2_i = \begin{cases} 0 & CEP \leq 0,05 \cdot CIT \\ Pbase_i \cdot (1 - FP_i) \cdot \left( \frac{CEP - 0,05 \cdot CIT}{CEP} \right) & CEP > 0,05 \cdot CIT \end{cases}$$

En donde:

CEP: Capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kilowatts.

CIT: Capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kilowatts.

### Peaje Total

Finalmente, el peaje que debe pagar un MGNC (en adelante  $PNCtot_i$ ) por uso de las líneas de transmisión troncal corresponde a:

$$PNCtot_i = PNC1_i + PNC2_i$$

#### 2.2.2.4. Ley 20.257

Esta ley establece que cada empresa que realice retiros de energía para luego comercializarla con clientes finales o distribuidoras, deben acreditar ante el CDEC que el 10% de la energía retirada proviene de fuentes de energía no convencionales, siendo estas fuentes propias o contratadas a partir del 31 de agosto del 2007. La energía debe ser retirada desde los sistemas SIC o SING, en concreto desde sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW. Los clientes finales, antes mencionados, pueden estar sujetos o no a la regulación de precio. La ley rige desde el 1 de enero del año 2010.

La ley define como medios de generación renovable no convencionales, los que presentan cualquiera de las siguientes características:

**Tabla 4: Descripción de medios de generación renovables no convencionales.**

<b>Medio de Generación</b>	<b>Definición</b>
Centrales de Biomasa	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, la que puede ser correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
Pequeñas Centrales Hidráulicas	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
Centrales Geotérmicas	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
Centrales Solares	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
Centrales Eólicas	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
Centrales Mareomotrices	Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
Otros medios de generación	Determinados fundamentalmente por la CNE, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

Además de los MGNC, también se puede acreditar la obligación a la energía suministrada por centrales hidráulicas con potencia máxima igual o inferior a 40 MW. Sin embargo, en este caso la energía que toma en cuenta la obligación es la energía suministrada corregida por un factor proporcional igual a:

$$FP = 1 - \frac{PM - 20 MW}{20 MW}$$

En donde FP es el factor proporcional y PM es la potencia máxima de la central hidráulica.

Por otro lado, no se tomarán válidos los suministros ERNC provenientes de centrales que se hayan interconectado al SIC o al SING antes del 1 de enero de 2007. Sin embargo, si las centrales mencionadas amplían su capacidad instalada después de dicha fecha y conservan su condición de ERNC, la inyección que se acredita es la energía suministrada, por estas centrales, corregida por un factor proporcional  $FP'$  igual a:

$$FP' = \frac{PA_{post\ 2007}}{PM}$$

Donde  $PA_{post\ 2007}$  es la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero de 2007 y PM es la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

#### *2.2.2.4.1. Formas de acreditación e incumplimiento de la obligación*

Si la empresa eléctrica no cumple con la cuota mínima de ERNC en su contrato exigida por ley, esta puede acreditar inyecciones de energía no convencional efectuadas durante el año inmediatamente anterior, con la condición de que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas en el respectivo año.

Por otro lado, si una empresa excede la cuota mínima de ERNC, dentro del año que se debe cumplir la obligación podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa del mismo o diferente sistema eléctrico.

La empresa eléctrica que no acredita la cuota mínima porcentual de ERNC al 1 de marzo siguiente al año correspondiente, debe pagar un cargo, cuyo monto es de 0,4 UTM<sup>13</sup> por cada 1 MWh de déficit respecto a su obligación. Si dentro de los tres años siguientes nuevamente se incurre al incumplimiento de la obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada 1 MWh. La suma del dinero recaudado por los cargos se entregará a los clientes libres y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la obligación, y se repartirán a prorrata de su respectiva energía consumida.

Hasta máximo un año, la acreditación de la cuota mínima porcentual de ERNC se puede postergar con un límite de 50% de la obligación.

---

<sup>13</sup> UTM: Unidad Tributaria Mensual.

#### *2.2.2.4.2. Cuotas anuales durante el periodo de transición*

La ley plantea alcanzar el 10% de ERNC en el año 2024. Para ello se comienza con una cuota del 5% en el año 2010, manteniéndose constante hasta el año 2014. A partir del 2015 se aumenta anualmente en 0,5% hasta el año 2024, de esta forma en el año 2015 se tiene 5,5% y en el año 2016 se cumple con el 6% del suministro ERNC. La cuota anual mínima exigida por la Ley 20.257 se representa en el gráfico de la ilustración 2.

### **2.2.3. ANÁLISIS DE LA LEY 20.698**

#### **2.2.3.1. Objetivo**

Esta ley introduce una nueva obligación de ERNC de un 20% al 2025, para los contratos de suministro celebrados después del 1 de julio del 2013, siendo el doble de la obligación señalada en la Ley 20.257. También incorpora un mecanismo de subasta para fomentar la participación de ERNC en la matriz energética del país. Además, agrega al artículo 150 bis de la Ley, certificados que acreditan la inyección de ERNC al sistema.

Como se explicó en la sección 2.1, el sistema de subasta consiste en la realización de licitaciones públicas, por parte del Estado, de una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables. En el caso de la Ley 20.698, la cantidad de energía fija a subastar, en adelante bloque licitado, corresponde a la parte de la obligación ERNC<sup>14</sup> que no es cubierta en las licitaciones efectuadas por las empresas eléctricas que realizan retiros<sup>15</sup>.

La energía inyectada correspondiente a los bloques adjudicados en el sistema de subasta que ejerce la nueva ley, se empleará para el cumplimiento de la obligación. Para ello, cada mes se asignará esta energía a todas las empresas que realicen retiros, a prorrata de los montos de energía retirados en el mes por cada una de ellas. La acreditación del cumplimiento de la obligación se realiza mediante certificados (en adelante Certificados ERNC) emitidos producto de la inyección de energía licitada y la energía realmente inyectada, a prorrata de sus retiros.

---

<sup>14</sup> Obligación ERNC: suma de las obligaciones de cada una de las empresas eléctricas sujetas a la ley 20.698.

<sup>15</sup> Se refiere a las empresas descritas en la ley 20.257, es decir, aquellas que efectúan retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada mayor a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, cuyos contratos fueron celebrados posteriormente al 31 de agosto del 2007.

### **2.2.3.2. Descripción de la Nueva Ley 20.698**

El Ministerio de Energía, en adelante Ministerio, tiene el deber de efectuar anualmente una licitación ERNC, la cual es una licitación pública, abierta, no discriminatoria y transparente, cuyo objetivo es dar cobertura total al “bloque licitado”. En las respectivas bases de la licitación ERNC se indica que el bloque licitado no debe superar la cuota ERNC establecida por ley.

La licitación ERNC se podrá realizar separada e independientemente para cada sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200 MW. Además, el año en que se efectúa el llamado al proceso de licitación ERNC se denomina “año base”, estas licitaciones tienen por objetivo cubrir la obligación al tercer año posterior al año base o el año que establezcan las respectivas bases. El año en que la licitación comienza a cubrir la obligación se denomina “año de inicio”.

La licitación ERNC compromete por un periodo de 10 años consecutivos, contando desde el año de inicio, la vigencia de las inyecciones de energía licitadas, el bloque de energía licitado y los precios adjudicados. Además, sólo pueden participar en las licitaciones los proyectos que no se encuentren interconectados al sistema eléctrico respectivo en el año base.

Los precios adjudicados en la licitación ERNC incluyen tanto el valor de la energía como el del certificado, el cual es emitido por la DP del CDEC. Además, los proponentes pueden incluir un mecanismo de indexación en sus propuestas.

Por otro lado, si desde un principio se cumple la obligación, entonces el Ministerio no realiza la licitación pública.

#### *2.2.3.2.1. Declaración total o parcialmente desierta de la licitación ERNC*

Si el bloque licitado por el Ministerio no es cubierto en su totalidad, ya que ningún oferente cumple con las bases de la licitación, no se presentan ofertas o no se adjudica la totalidad del bloque licitado, entonces el Ministerio declara total o parcialmente desierta la licitación.

Si la primera licitación se declara total o parcialmente desierta, el Ministerio realiza una segunda licitación ERNC que dé cobertura a la parte del bloque licitado que no fue cubierto en la primera licitación ERNC. Si esta segunda licitación, nuevamente se declara total o parcialmente desierta, entonces la parte del bloque que no fue cubierta en esta licitación se posterga para el año siguiente.

#### *2.2.3.2.2. Adjudicación de ofertas*

Para seleccionar las ofertas que formarán parte de la licitación, se considera los volúmenes de energía ofertada y los precios ofertados. Luego, las ofertas con menores precios son las que se adjudican.

Para la comparación de los precios ofertados, de proyectos con distintos puntos de inyección, se referencian todos los precios a un punto particular del sistema y se corrigen los precios ofertados con los factores de penalización de energía correspondientes al último informe técnico definitivo elaborado por la CNE.

Además, las ofertas adjudicadas deben poseer precios ofertados corregidos menores al precio máximo para la energía, establecido en las bases de las licitaciones. Según disponga el Ministerio, este precio máximo es igual, o superior hasta en un 10%, al costo medio de desarrollo<sup>16</sup> de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente ubicado en el nodo de referencia con valor actual neto igual a cero.

El oferente adjudicado con el mayor precio, se le podrá adjudicar la totalidad o un monto parcial del o los bloques de energía que haya ofertado.

Adicionalmente, los postulantes deberán, a lo menos, cumplir con lo siguiente, acorde a las disposiciones de las bases correspondientes:

- Acreditar que los proyectos ERNC de que son titulares cuentan con una resolución de calificación ambiental favorable, si correspondiere, conforme a la normativa vigente.
- Acreditar que los proyectos ERNC de los que son titulares, y que participen en la licitación, tienen un capital suscrito, o bien cuentan con compromisos serios de aporte de capital, igual o superior al 20% del total requerido para construir y poner en operación la central.
- Acreditar que son propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres sobre los terrenos en los cuales se ubiquen o construyan el o los medios ERNC, toda o parte de cuya producción sea ofertada en la licitación; que han solicitado la respectiva concesión, o bien que cuentan con un contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del inmueble que lo habilite para desarrollar el proyecto.
- Entregar una caución por seriedad de la oferta.
- Entregar una caución para garantizar la materialización efectiva del proyecto, de acuerdo a las características técnicas de la propuesta presentada.

#### *2.2.3.2.3. Mecanismo de estabilización de precios*

Se realiza una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional para cada adjudicatario, considerando el precio licitado y el promedio mensual de los costos marginales instantáneos en el respectivo punto de inyección al sistema eléctrico.

Si el ingreso del adjudicatario producto de la energía inyectada valorizada a costo marginal promedio en el punto de inyección es mayor al valorizado a precio licitado, entonces las

---

<sup>16</sup> Costo medio de desarrollo de un proyecto: valor que, multiplicado por su producción anual esperada de energía, iguala la suma de la anualidad de inversión, el costo fijo de operación y administración anual, y el costo de producción anual esperado del proyecto.

empresas eléctricas que efectúen retiros, a prorrata de sus retiros, pueden recibir del adjudicatario la diferencia hasta un valor máximo de 0,4 UTM/MWh de la energía inyectada, el resto se entrega al generador ERNC respectivo.

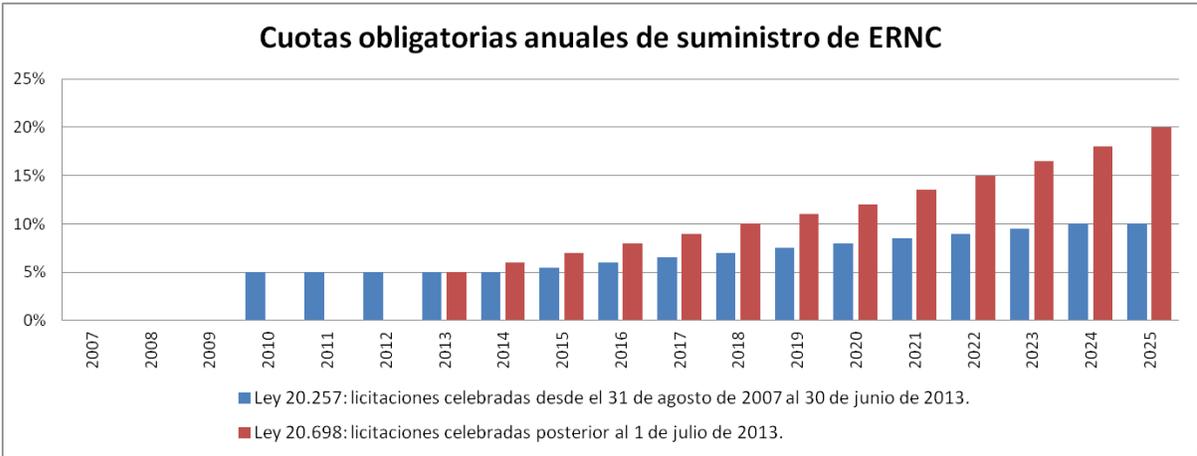
Por otro lado, si el ingreso por la energía valorizada al promedio mensual de los costos marginales es inferior al valorizado al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema deberán pagar al adjudicatario la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo en favor del Adjudicatario de 0,4 UTM/MWh de la energía inyectada.

En caso que la energía mensual efectivamente inyectada por un proponente que se haya adjudicado la licitación sea mayor o igual al bloque mensual comprometido, el excedente de energía se valorizará a costo marginal instantáneo de cada sistema eléctrico.

**2.2.3.2.4. Cuotas anuales durante el periodo de transición**

Con la inclusión de esta nueva ley, los contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2007 no establecen restricciones respecto a la naturaleza de la energía retirada, los contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y 1 de julio de 2013 se hace cumplir la Ley 20.257 y para contratos celebrados posteriores al 1 de julio de 2013 se aplica la ley 20/25.

Tal como ya se señaló, la ley 20/25 establece alcanzar el 20% de ERNC en el año 2025. Para ello se comenzará con una cuota inicial del 5% en el año 2013 para luego continuar con incrementos anuales de 1% hasta el año 2020, con incrementos del 1,5% hasta el año 2024 y 2% al año 2025.



**Ilustración 6: Obligación porcentual anual de ERNC en licitaciones.**

### 2.2.3.3. Mecanismo

La Ley 20.698 en estricto rigor es una ley que complementa diferentes políticas, cuyo eje principal es el sistema de cuotas por obligación, mientras que los mecanismos secundarios corresponden al sistema de subastas y al sistema FIT.

Se puede intuir a partir del estudio sobre el sistema de cuotas de la sección 2.1, que la Ley 20.698 busca fomentar el desarrollo de proyectos ERNC a través de un esquema de competencia entre los generadores ERNC, motivando el desarrollo de las centrales menos costosas, y en consecuencia obtener bajos precios dentro del mercado energético. En definitiva, este sistema traspassa el riesgo del mercado a los productores ya que estos son susceptibles a la volatilidad del precio de mercado y no existen contratos de por medio.

Sin embargo, la experiencia internacional revela que las cuotas obligatorias por lo general no alcanzan las metas fijadas. Considerando este hecho, se justifica suplir la parte de la cuota obligatoria no satisfecha por medio del mecanismo de subastas, que agrega un incentivo adicional al darle garantías al generador por medio de un contrato de 10 años de suministro con un precio preestablecido. El sistema de subasta, en mercado en que existen condiciones de competencia, garantiza una rápida caída de los precios ofertados, resultando ser un mecanismo económicamente eficiente y de sencilla implementación.

Por otro lado, los proyectos adjudicados en las licitaciones tienen un plazo de 3 años para entrar en operación. Para evitar el retraso o estancamiento de los proyectos en el mecanismo de subasta como ocurrió con la NFFO de Reino Unido, la ley 20.698 establece medidas dentro de las bases de la licitación con el fin de asegurar la ejecución del proyecto, entre ellas destacan: acreditación de una RCA favorable; acreditación de un capital suscrito o contar con compromisos serios de aporte de capital; acreditación de que son propietarios, usufructuarios, arrendatario, concesionarios o titulares de las servidumbres; entregar caución por seriedad de la oferta; y entregar caución que garantice la materialización del proyecto.

Por consiguiente, la Ley 20.698 acuerda que los participantes de las licitaciones ERNC pueden ofertar un precio máximo equivalente al costo de desarrollo del proyecto más eficiente en el sistema correspondiente, inclusive el precio máximo de oferta puede ser superior en hasta un 10% si lo dispone el Ministerio. Durante la realización de esta memoria, éste recae en el costo de desarrollo de un central carbonera, cuyos valores se encuentran cercanos a 80 US\$/MWh, tanto para el SIC como el SING. En este momento, la Ley 20.698 restringe la participación de las centrales solares y eólicas, ya que sus costos de desarrollo<sup>17</sup> son superiores al precio máximo de oferta. De esta forma, en la actualidad los proyectos que pueden participar en las licitaciones son las centrales de pasada, centrales de biomasa y centrales geotérmicas.

Hasta el momento se ha expuesto que la Ley 20.698 posee un desarrollo selectivo de tecnologías ERNC, al privilegiar las centrales más eficientes en desmedro de las tecnologías con menor

---

<sup>17</sup> En el Anexo A, se muestran los costos de desarrollo de cada tecnología.

madurez y de costos elevados, como el caso de las centrales eólicas y solares. Sin embargo, esto se justifica con una mirada a largo plazo, ya que estas tecnologías hasta el día de hoy han mostrado un decaimiento en sus costos, por ello se espera que puedan participar del proceso de licitación más adelante, cuando alcancen la madurez tecnológica.

A pesar de esto, centrales eólicas y solares pueden potenciarse a través de su localización a causa de la particular geografía de Chile que provoca la configuración de una prolongada red transmisora de eje longitudinal, cuyos dos extremos presentan condiciones completamente diferentes concernientes al consumo, el clima y la geografía. Por lo general, las centrales de pasada se encuentran cercanas a las pendientes pronunciadas de la pre cordillera y la energía geotérmica se ubica en las proximidades de la actividad volcánica cordillerana. Así, estas centrales se encuentran lejanas a los consumos y a la red principal, por otro lado, las centrales eólicas, solares y de biomasa pueden situarse en cualquier zona que exista una gran riqueza de su respectivo recurso energético. Por lo demás, las centrales de pasada y biomasa suelen ubicarse al sur del país, mientras que las centrales solares acostumbran aprovechar la enorme radiación del norte de Chile en donde existen los mayores costos marginales, al contrario del sur que posee costos marginales inferiores. Además, en el norte de Chile existe una gran cantidad de termoeléctricas que por lo general se sitúan en la costa, pero que usualmente deben abastecer consumos mineros lejanos a ella.

Con respecto a los certificados, la ley sólo ha señalado que acreditan el cumplimiento, en todo o parte, de la obligación. Sin embargo, existe un mercado de certificados transables que generan ganancias adicionales para el productor ERNC, por ende se tiene el beneficio de crear un mercado adicional que excluye las fuentes convencionales.

Por otra parte, el mecanismo del contrato establecido en la licitación es equivalente a la política FIT con contrato por diferencia descrita en la sección 2.1. Este contrato busca proteger al generador ERNC en el caso que el precio licitado sea inferior al costo marginal promedio mensual, ya que en este escenario al generador le beneficiaría más vender su energía al mercado spot que al precio licitado, pero como no le está permitido por contrato, entonces se establece que a lo más puede perder 0,4 UTM/MWh por la venta de energía, así el exceso es percibido por el generador. Por ejemplo, si el precio licitado es 0,6 UTM/MWh y el costo marginal promedio mensual es de 1,3 UTM/MWh, entonces el generador primero vende su energía a 0,6 UTM/MWh, pero luego la recaudación generada por la diferencia entre ambos valores, es decir 0,7 UTM/MWh, se reparte 0,4 UTM/MWh entre los consumos a prorrata de sus retiros, y el resto de lo recaudado, es decir lo valorizado en 0,3 UTM/MWh, es entregado al generador, así el precio de venta de energía percibido por el productor es de 0,9 UTM/MWh. Al contrario, si el precio de licitación es superior al costo marginal, el generador luego de vender su energía al precio licitado debe pagar a los consumidores a prorrata de sus consumos con tal que la diferencia entre lo recaudado por el generador y lo desembolsado por el consumidor sea de 0,4 UTM/MWh. Esta última medida busca evitar la sobrefinanciación, como se observó en el caso de España.

En los capítulos siguientes, se analiza el efecto de esta ley observando la diversificación y el costo económico que conlleva en el sistema eléctrico, comparándola con diversos escenarios descritos en los próximos capítulos.

### 3. ESTIMACIÓN DE COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Como se planteó en el Capítulo 1, este trabajo pretende realizar una comparación entre los costos sistémicos de tres casos de desarrollo de la matriz de energía eléctrica: el caso anterior a la nueva ley 20.698, aplicando solo la Ley 20.257; el caso con la implementación de la nueva Ley 20.698 y la normativa vigente; y el caso en que se desarrollan puramente centrales carboneras, ya que son las centrales de base más económicas y se puede considerar como una aproximación al escenario sin política de fomento ERNC. Para esto se desarrollan los programas de inversiones ERNC de cada caso, siendo el objetivo de este capítulo mostrar la metodología para obtenerlos. El horizonte de evaluación corresponde al comprendido entre abril 2014 y diciembre 2025.

#### 3.1. DETERMINACIÓN ACTUAL DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Obras eléctricas, tales como centrales, líneas de transmisión y distribución, tienen sus costos asociados al valor de la inversión; el costo de la operación, mantención y administración de las instalaciones (COMA); y en el caso de la generación, el costo de materias primas necesarias para la producción de energía (CMP). Al evaluar un proyecto eléctrico, se consideran todos sus flujos anuales de ingresos y egresos durante el horizonte de evaluación, es por ello que en economía eléctrica para definir la remuneración que debe recibir el proyecto, se acostumbra a catalogar los costos en tres grupos: anualidad del valor de la inversión (AVI), COMA y CMP (para el caso de centrales que utilicen combustibles para su producción). El costo total anual (CT) está compuesto por la suma de los costos anteriores y se descompone en una parte que depende directamente con la cantidad producida (costo variable CV) y otra independiente a esta (costo fijo CF):

$$CT = AVI + COMA + CMP = CF + CV$$

$$CF = AVI + COMA_F \quad ; \quad CV = COMA_V + CMP$$

Cuando se evalúa un sistema compuesto por diferentes instalaciones eléctricas, se debe considerar e integrar el costo total anual de cada una de ellas a la evaluación. Ahora bien, los sistemas eléctricos de potencia también incluyen diversos consumos de energía eléctrica que desarrollan diferentes actividades económicas o de otra índole. Teniendo en consideración este antecedente, los usuarios se ven obligados a generar la energía mediante generadores de emergencia ante una interrupción de suministro, si así lo conviniera. El costo asociado a la interrupción de suministro en que incurre el sistema se denomina costo de falla.

Se presentan a continuación descripciones más detalladas acerca de los costos mencionados:

### 3.1.1. ANUALIDAD DEL VALOR DE LA INVERSIÓN (AVI)

Corresponde al monto que las empresas retiran anualmente de las ventas, con el fin de recuperar las inversiones producto de la construcción de las instalaciones productivas. Existen diversos criterios para calcular el AVI, sin embargo en el presente trabajo se utiliza la “anualidad constante actualizada a valor presente”, que consiste en expresar el valor de la inversión como cuotas anuales iguales durante el horizonte de evaluación y bajo una cierta tasa de interés.

El valor de cualquier monto de dinero “A”, invertido en el año cero, aumenta anualmente su valor por efecto de la acumulación del interés “r” en un determinado periodo de “n” años:

$$A_n = (1 + r)^n \cdot A_0$$

En donde  $A_0$  se conoce como “valor presente”. Considerando que los montos de dinero de cada año  $A_n$  conforman una parte del valor presente, y que sumados forman la totalidad del valor presente:

$$A_0 = \frac{A_1}{(1 + r)^1} + \frac{A_2}{(1 + r)^2} + \dots + \frac{A_N}{(1 + r)^N} = \sum_n^N \frac{A_n}{(1 + r)^n}$$

Además, si los montos de dinero de cada año son iguales (AVI), la expresión anterior queda expresada como:

$$\sum_n^N \frac{A_n}{(1 + r)^n} = \left( \sum_n^N \frac{1}{(1 + r)^n} \right) \cdot AVI = \frac{(1 + r)^N - 1}{(1 + r)^N \cdot r} \cdot AVI$$

Luego, tomando el valor de la inversión “VI” como valor presente  $A_0$ , se tiene:

$$AVI = \frac{(1 + r)^N \cdot r}{(1 + r)^N - 1} \cdot VI$$

En el desarrollo de los cálculos se considera que el horizonte de evaluación “N” corresponde a la vida útil de la central eléctrica, mientras que la tasa de actualización “r” se fija en un 10% como lo establece la ley eléctrica<sup>18</sup>.

Finalmente, en el caso que la vida útil de la central sea infinita, se puede aproximar:

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \frac{(1 + r)^N \cdot r}{(1 + r)^N - 1} = r$$

De esta forma el valor actualizado del AVI de una central con vida útil infinita se define:

---

<sup>18</sup> Artículo N° 35 del Reglamento de Precio Nudo.

$$VI = \frac{AVI}{r}$$

### *3.1.2. COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)*

Estos costos consideran los materiales, repuestos, insumos y la mano de obra necesaria para el correcto funcionamiento de la central. El COMA está conformado por el costo variable y el costo fijo, el primero se caracteriza por depender de la cantidad de energía producida y ser proporcional a esta, mientras que el segundo es proporcional a la capacidad instalada de las instalaciones.

En el segmento de la generación, una parte importante del COMA se ve más ligado con la producción de energía, que por el tamaño de la central.

### *3.1.3. COSTOS DE MATERIA PRIMA (CMP)*

Corresponden al valor comercial de mercado de los combustibles, sean éstos carbón, petróleo, gas natural, desechos orgánicos, madera, entre otros; necesarios para generar la energía eléctrica en las centrales. Este costo para un mismo tipo de combustible puede ser relativo, ya que depende de la volatilidad del mercado, del tipo de proveedor (nacional o internacional), etc.

En el caso de centrales hidráulicas, eólicas, solares, geotérmicas y mareomotrices, el valor de CMP prácticamente es nulo.

### *3.1.4. COSTO DE FALLA*

La ley define el costo de falla de largo plazo como: “el costo por kWh incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera”, además agrega: “Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico”.

En otras palabras, es lo que están dispuesto a pagar los usuarios por 1 kWh adicional en racionamiento o interrupción del suministro eléctrico. El costo de falla es determinado por la CNE.

### 3.2. PROPUESTA PARA DETERMINAR EL PROGRAMA DE INVERSIONES ERNC EN EL PLAN DE OBRAS

La metodología realizada en este estudio consiste en la elaboración de una planificación centralizada que indique el mix tecnológico que minimice la suma de los costos presentes de operación, inversión, y falla, de manera de obtener el plan de obras óptimo. Para ello se aplica un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo que busca minimizar el costo sistémico (C.S.) definido como:

$$C.S. = \left( \sum AVI + COMA_{fijo} + Reinversión \right) + \left( \sum CMP + COMA_{variable} + Costo Falla \right)$$

Las restricciones sujetas a esta función objetivo son:

- Restricciones de demanda.
- Limitaciones del sistema de transmisión.
- Restricciones de riego.
- Potencias máximas y mínimas de centrales generadoras.
- Variabilidad hidrológica.

Los costos que conforman el C.S. fueron previamente definidos en la sección 3.1., debiendo ser actualizados con una tasa de descuento “r” equivalente al 10% al año cero (año 2014). De esta manera, se utiliza la misma tasa de descuento para todas las tecnologías, adoptando lo estipulado en el Reglamento de Precio Nudo. En tanto, el horizonte de evaluación se encuentra comprendido entre abril 2014 y diciembre 2025.

Un factor no especificado en la sección 3.1 es la reinversión. Esta corresponde al valor actualizado de la central equivalente a los años posteriores a la evaluación (es decir, a partir de enero 2026 en adelante), tomando en consideración que al finalizar su vida útil se vuelve a invertir en esta. En consecuencia, la reinversión se puede considerar como un valor actualizado de la aproximación del valor AVI alcanzado si la central posee vida útil infinita. Este valor correspondiente a enero 2026 y actualizado a abril 2004 se define en la siguiente expresión:

$$Reinversión = (1 + r) \cdot \frac{AVI}{r}$$

Siguiendo con el análisis del C.S., la única variable manipulada que determina el valor del C.S. es la selección concerniente a la localización, fecha de puesta en servicio y tipo de tecnología de las centrales genéricas que formen parte del plan óptimo; es decir, que sean incorporadas dentro del sistema eléctrico. Estas centrales no deben ser las que se encuentren en operación o declaradas en construcción, además poseen potencias, costos de operación y mantenimiento, e inversiones estándares según el tipo tecnología. Las centrales genéricas evaluadas en este estudio comprenden: centrales de biomasa, centrales hidráulicas de pasada, centrales geotérmicas, centrales solares, centrales eólicas, centrales carboneras y centrales de ciclo combinado. Estas

centrales se determinaron a partir de la información pública de la página web del SEA y de la información contenida en el catastro de centrales en estudio de la CNE. En el Anexo A se encuentran las centrales genéricas con sus respectivas características, utilizadas en la elaboración de los planes de obras planteados en este trabajo.

Por tanto, se implementa un flujo de caja elaborado en una planilla Excel para determinar el valor de la primera sumatoria, que únicamente evalúa centrales genéricas. Por otra parte, el resultado de la segunda sumatoria es entregado directamente de las salidas del programa OSE2000. De esta forma, el costo fijo del C.S. se calcula a través de un flujo de caja a través de una planilla Excel, mientras el costo variable a través del software.

El software OSE2000, para efectos de esta memoria, se encuentra configurado para simular la operación del sistema eléctrico de 56 posibles escenarios caracterizados con diversas hidrologías, desde hidrologías secas a húmedas, determinadas a partir de datos estadísticos generados por hidrologías históricas del país. Se considera el promedio de los resultados de las simulaciones como el resultado final. En el Anexo B, se analiza más a fondo este software.

El programa OSE2000 manejado en esta investigación, se encuentra en definitiva programado con los mismos supuestos utilizados en el ITD<sup>19</sup> de abril 2014, los detalles de estos supuestos se encuentran en el Anexo C. En general, este software realiza las siguientes tareas:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Determina el despacho de todas las centrales y su costo de operación a nivel sistémico, tomando en consideración las restricciones producidas por la transmisión y las pérdidas en las líneas.
- Determina los costos marginales de energía esperados de las barras del sistema.

Por consiguiente, dentro del horizonte de evaluación definido, el software OSE2000 requiere conocer el pronóstico del comportamiento de la demanda y los precios de combustibles, la modelación del sistema existente y de las obras en etapa de construcción, y las propuestas de escenarios de expansión para el sistema.

La demanda es referente a la potencia máxima del sistema, la energía consumida esperada, la ubicación geográfica y los tipos de consumos existentes; siendo la potencia máxima del sistema la que define la suficiencia del parque generador, mientras la energía consumida entrega las características del tipo de tecnología necesario para satisfacerla. En tanto, los precios de los combustibles no tienen referentes tan definidos como la demanda. En lo que se refiere a la modelación del sistema existente, se trata de las centrales operativas, las que se encuentran en construcción próximas a entrar en operación, el estado de las líneas de transmisión y la localización de los consumos. Por último, en lo que respecta a las propuestas de expansión para el sistema, concierne a centrales genéricas u obras que aún no han sido declaradas en construcción pero se recomiendan en el largo plazo su inserción en el sistema.

---

<sup>19</sup> ITD: Informe Técnico Definitivo. Informe elaborado por la CNE y cuyo objetivo es la fijación de precios de nudo.

Finalmente, se considera que la ruta a seguir para minimizar el C.S. contempla la elaboración de nuevos escenarios a través de la integración de las centrales genéricas a partir de una lista de mérito ordenada según el costo de desarrollo de cada central y los requerimientos de consumo por localización. El costo de desarrollo (C.D) se define como el precio al que se debe pagar la energía de una tecnología específica para cubrir todos sus costos durante su vida útil, es por ello que las centrales con bajo C.D. corresponderán a aquellas que generan energía a un menor costo. En el Anexo D se detalla con mayor rigurosidad la obtención de los costos de desarrollos, y en el Anexo A, se encuentran los costos de desarrollo calculados para cada central genérica comprendida en este trabajo.

Desde la posición del inversionista, resulta atractivo tener un C.D inferior al precio de energía del mercado. Por otro lado, desde el punto de vista sistémico, en teoría resulta más favorable producir más energía a un menor precio, pero también puede ser necesario considerar como variable relevante la localización de la central. En este sentido, se puede dar el caso de que centrales ERNC con altos costos de desarrollos sean requeridas en zonas alejadas de las principales fuentes de generación, ya que estas zonas presentan los recursos naturales necesarios para la respectiva generación de energía.

Adicionalmente, en el caso de los escenarios con políticas de cuotas ERNC se incorpora la restricción ligada al cumplimiento de la cuota.

Los supuestos considerados para la planificación de los programas de inversión son:

- Proyección de precios de combustibles elaborada por la CNE para la fijación del Precio Nudo correspondiente al ITD de abril 2014.
- Escenario de demanda elaborado por la CNE para la fijación del Precio Nudo correspondiente al ITD de abril 2014.
- Centrales genéricas creadas a partir de la información del SEA y los catastros de proyectos de la CNE.
- Inversión, COMA y vida útil de las centrales genéricas correspondientes a las utilizadas por la CNE en la fijación del Precio Nudo correspondiente al ITD de abril 2014. Se considera el COMA como un valor fijo anual equivalente al 2% del costo de inversión para todas las centrales genéricas.

**Tabla 5: Costos de inversión unitaria y vidas útiles por tipo de tecnología correspondientes a las utilizadas en la fijación del Precio Nudo de abril 2014.**

<b>Central</b>	<b>Vida Útil (años)</b>	<b>Costo Inversión Unitaria (US\$/kW)</b>
Eólica	24	2.300
Solar	24	2.500
Geotermia	24	3.550
Biomasa	24	3.125
Hidráulica Pasada	50	2.100
GNL	24	1.000
Carbón	24	2.500

Central	Vida Útil (años)	Costo Inversión Unitaria (US\$/kW)
Hidráulica Embalse	50	2.100

- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización (considerado en la configuración de la CNE del OSE2000).
- Para el caso de los planes de obra que consideran la incorporación de la Ley 20.257, con y sin la inclusión de la Ley 20.698, las cuotas anuales de cumplimiento ERNC conforme a las fechas de celebración de los contratos de clientes regulados y libres, se muestran en la tabla 6.

**Tabla 6: Estimación de cuotas de cumplimiento para los próximos 11 años producto de la Ley 20.257, con y sin la celebración de la Ley 20.698.**

Ley 20.698	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
No Promul.	3,4%	3,8%	4,4%	4,8%	5,2%	5,7%	6,7%	7,4%	8,1%	8,9%	9,5%	9,8%
Promulgada	3,4%	3,9%	4,7%	5,3%	6,1%	6,9%	8,4%	9,9%	11,5%	13,1%	15,2%	16,7%

### 3.3. ESCENARIO DEL PLAN DE OBRAS RECOMENDADO POR LA CNE EN SUS INFORMES TÉCNICOS DEFINITIVOS DE ABRIL 2014

Los análisis y resultados contenidos en este apartado corresponden al plan de obras nacional de abril 2014, elaborado por el organismo oficial, la CNE. Este plan de obras considera la actuación de la nueva Ley 20.698 y tiene un horizonte de evaluación de 10 años, entre abril 2014-abril 2024, es decir, sólo considera el cumplimiento de la ley hasta 2023. En el Anexo E se encuentra el plan de obras de este escenario, mientras que en las tablas 7, 8 y 9 se muestra un resumen de las potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC, SING y el sistema interconectado SIC-SING.

**Tabla 7: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014.**

MW SIC	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	20	20	40	0	0	100
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	100	300	200	0	0	600
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	44	0	0	0	0	44
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	40	80	40	0	0	160
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	685
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0	0	20	0	204	415	280	0	0	919

MW SIC	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	365	360	0	0	1770
Total	0	0	0	360	0	20	343	546	780	640	0	0	2689

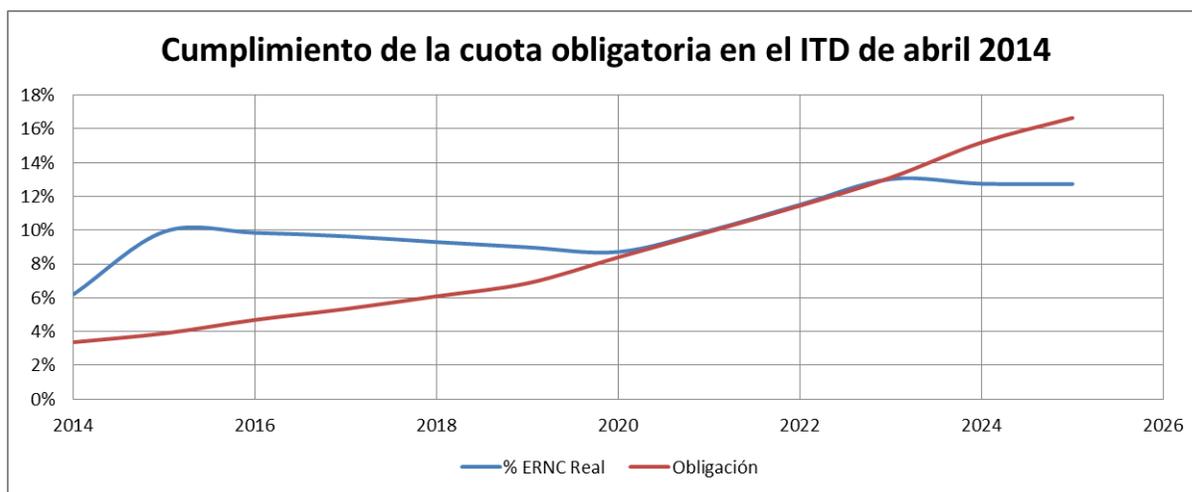
**Tabla 8: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014**

MW SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0	250
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	50	40	0	0	0	90
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150	0	0	300
ERNC	0	0	0	0	0	0	0	250	255	150	0	0	655
Convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	15
Total	0	0	0	0	0	0	0	250	270	150	0	0	670

**Tabla 9: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING recomendadas en el plan de obras del ITD abril 2014**

MW SIC-SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	20	20	40	0	0	100
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	150	500	200	0	0	850
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	44	0	0	0	0	44
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	90	120	40	0	0	250
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	685
Solar	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150	0	0	300
ERNC	0	0	0	0	0	20	0	454	670	430	0	0	1574
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	380	360	0	0	1785
Total	0	0	0	360	0	20	343	796	1050	790	0	0	3359

Por lo demás, este caso cumple con la ley de cuotas hasta 2023, impuesta por las leyes 20.257 y 20.698, como se observa en el gráfico de la ilustración 7.

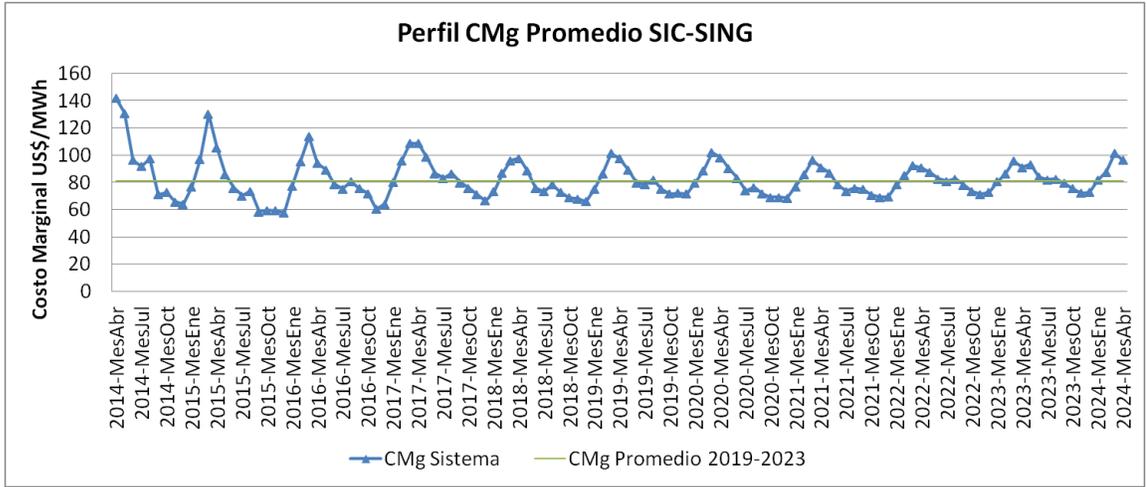


**Ilustración 7: Estimación del porcentaje de generación anual ERNC y las cuotas establecidas por las leyes 20.257 y 20.698, en el plan de obras contenido en el ITD abril 2014.**

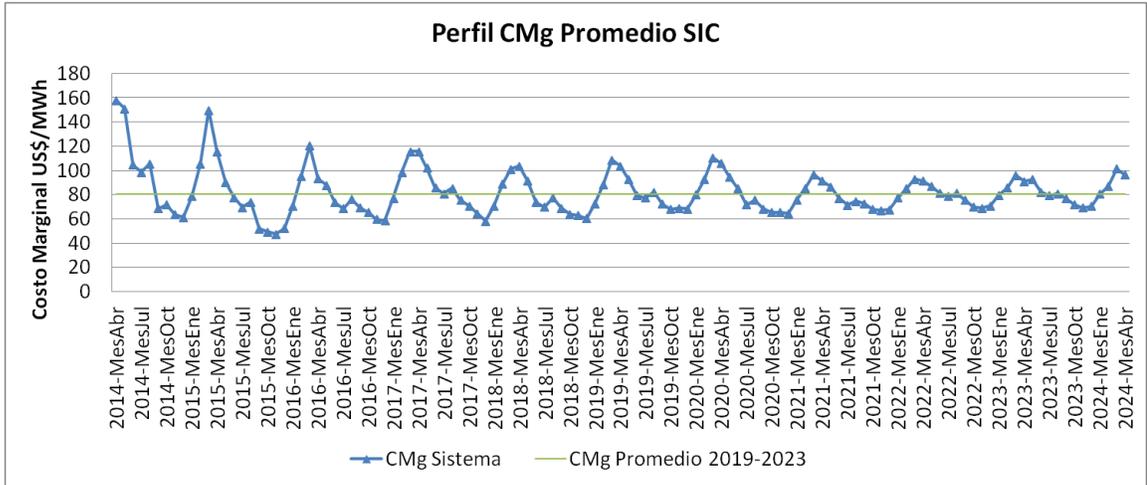
Luego, considerando el periodo de evaluación entre 2014-2024 y el mecanismo propuesto en esta memoria, se determinó que el costo fijo sistémico, es decir el costo asociado a la inversión y el COMA fijo, es de 4.466 MMUS\$<sup>20</sup>. Mientras, el costo variable sistémico, es decir la suma del CMP, el COMA variable y el costo de falla, es de 17.955 MMUS\$. De esta forma, el presente plan de obras acumula un costo sistémico de 22.421 MMUS\$. Se puede observar que el costo variable representa el 80,08% del costo total de sistema, mientras que el costo fijo corresponde al 19,92%, lo que afirma que el costo de operación dependiente de las condiciones y volumen de energía generado tiene una mayor repercusión sobre el costo del sistema total, en comparación al costo asociado a la potencia a instalada.

Adicionalmente, se observa el comportamiento de los costos marginales a través del costo marginal promedio del respectivo sistema, equivalente a la suma de los costos marginales de las barras troncales ponderadas a prorrata de sus consumos. Por consiguiente, este escenario en el caso del horizonte de evaluación 2019-2023 presenta los siguientes costos marginales promedio: 81,20 US\$/MWh; 80,55 US\$/MWh y 82,84 US\$/MWh, para los sistemas interconexión SIC-SING, SIC y SING respectivamente.

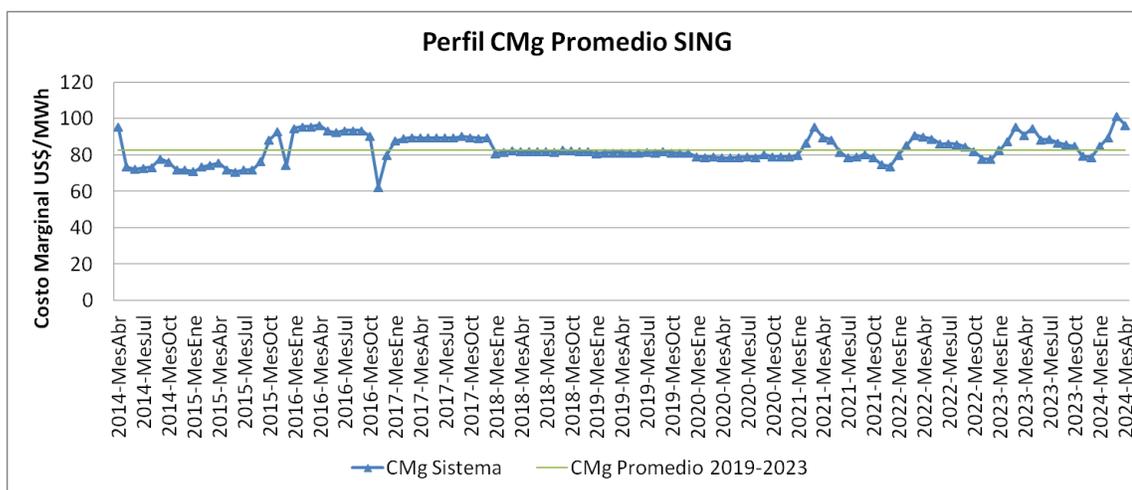
<sup>20</sup> MMUS\$: millones de dólares.



**Ilustración 8: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014-abril 2024 del sistema interconectado SIC-SING. Caso ITD abril 2014.**



**Ilustración 9: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014- abril 2024 del SIC. Caso ITD abril 2014.**



**Ilustración 10: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre abril 2014- abril 2024 del SING. Caso ITD abril 2014.**

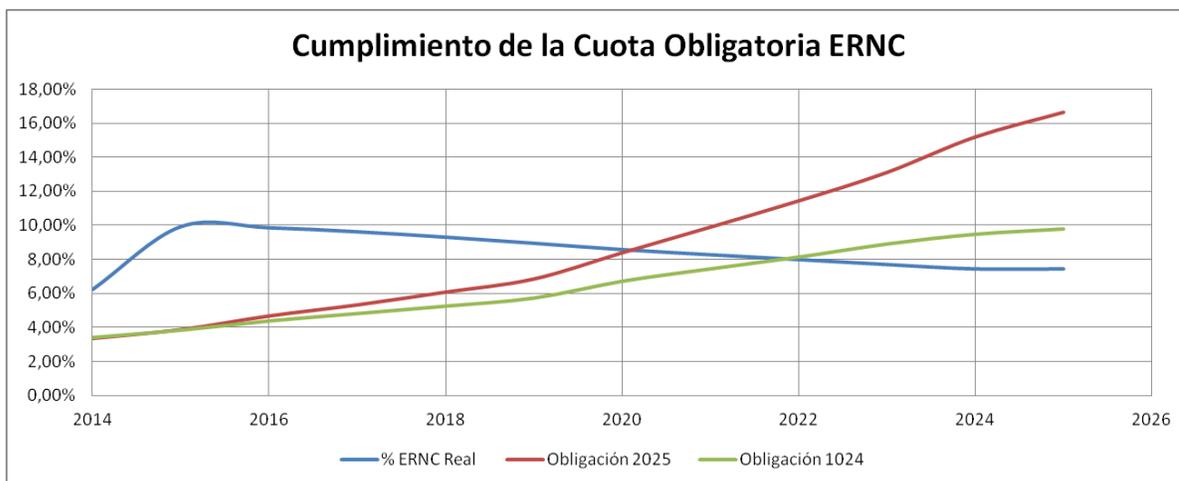
### 3.4. ESCENARIO CON LA PARTICIPACIÓN DE CENTRALES GENÉRICAS CONVENCIONALES PROPUESTAS EN EL PLAN DE OBRAS DE LA CNE DE ABRIL 2014

Este escenario tiene el fin de exponer el comportamiento del sistema en ausencia de las fuentes renovables no convencionales propuestas por la CNE en el ITD de abril 2014, y así extraer información útil para la construcción de los planes de obras con la implementación de las políticas de fomento de ERNC. El Anexo E contiene el plan de obras del ITD de abril 2014, del cual se desprende que las centrales genéricas convencionales utilizadas en este escenario son las mostradas en la tabla 10.

**Tabla 10: Centrales genéricas recomendadas en el plan de obras en el ITD de abril 2014.**

Central	Tipo	fecha	Potencia [MW]	Sistema	Barra
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500

En este escenario se proyecta que el porcentaje generado de energía renovable no convencional con respecto a la energía consumida en Chile, se encuentra por sobre la cuota obligatoria impuesta por la aplicación de Ley 20.698 hasta el 2020, y en el caso de existir exclusivamente la Ley 20.257 se cumple con la obligación hasta el 2022, como se aprecia en la ilustración 11.

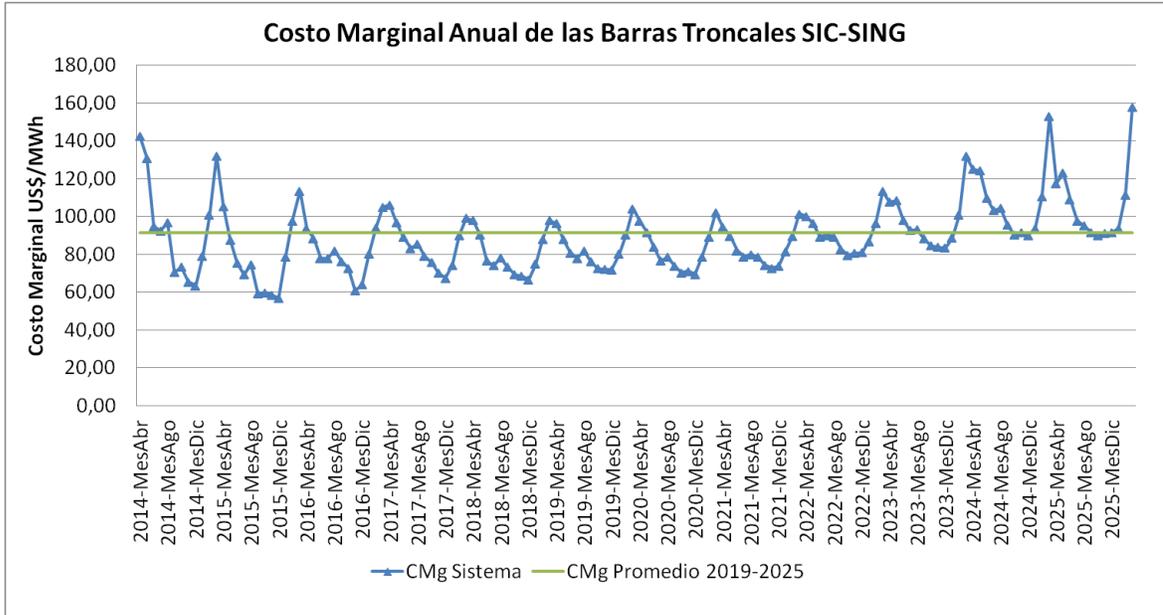


**Ilustración 11: Porcentaje de generación anual ERNC y las cuotas establecidas por las leyes 20.257 y 20.698.**

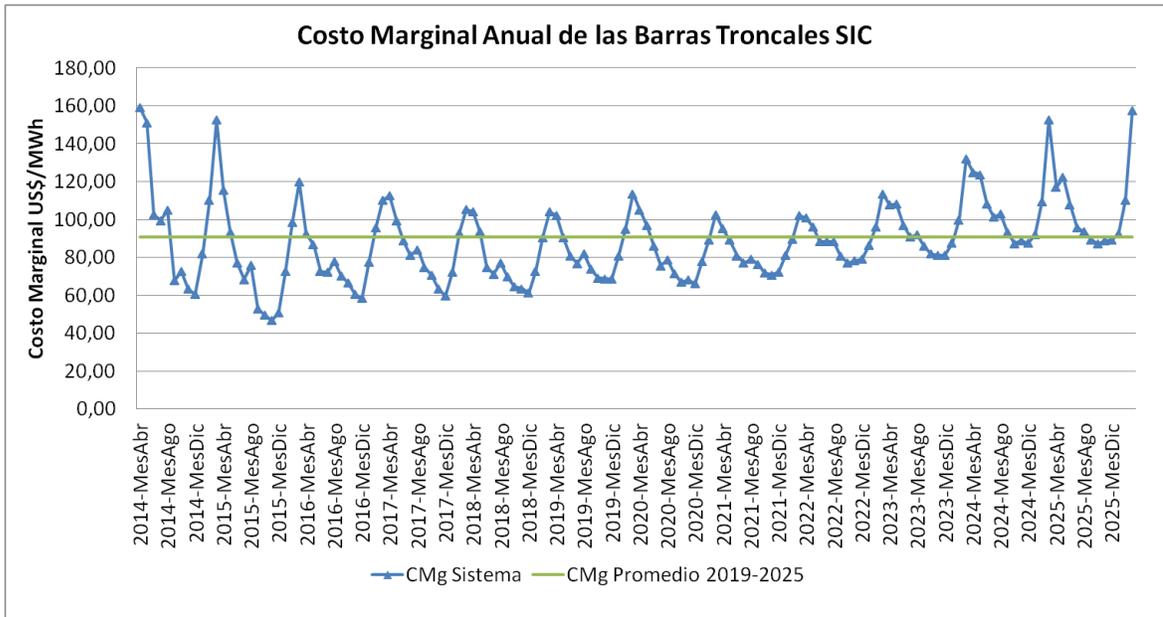
Las centrales genéricas convencionales expuestas en la tabla 10 con sus respectivas potencias, barras y fechas de entrada, se utilizarán en los escenarios que apliquen la ley de ERNC evaluados en esta memoria, es decir en el horizonte de evaluación abril 2014-diciembre 2025. De esta forma, se busca que la evaluación comparativa alcance una mayor transversalidad.

Adicionalmente, se analiza el comportamiento de los costos marginales a través del costo marginal promedio del respectivo sistema, equivalente a la suma de los costos marginales de las barras troncales ponderadas a prorrata de sus consumos. Por consiguiente, este escenario presenta costos marginales promedio entre 2019-2025 de: 91,43 US\$/MWh para el sistema SIC-SING; 90,68 US\$/MWh para el SIC y 93,26 US\$/MWh para el SING, como se aprecia en las ilustraciones 12, 13 y 14. Por otro lado, en el horizonte de evaluación abril 2014-abril 2024 en el que fueron consideradas estas centrales por la CNE, los costos marginales promedio son 86,00 US\$/MWh, 85,60 US\$/MWh y 86,97 US\$/MWh para el sistema SIC-SING, SIC y SING respectivamente.

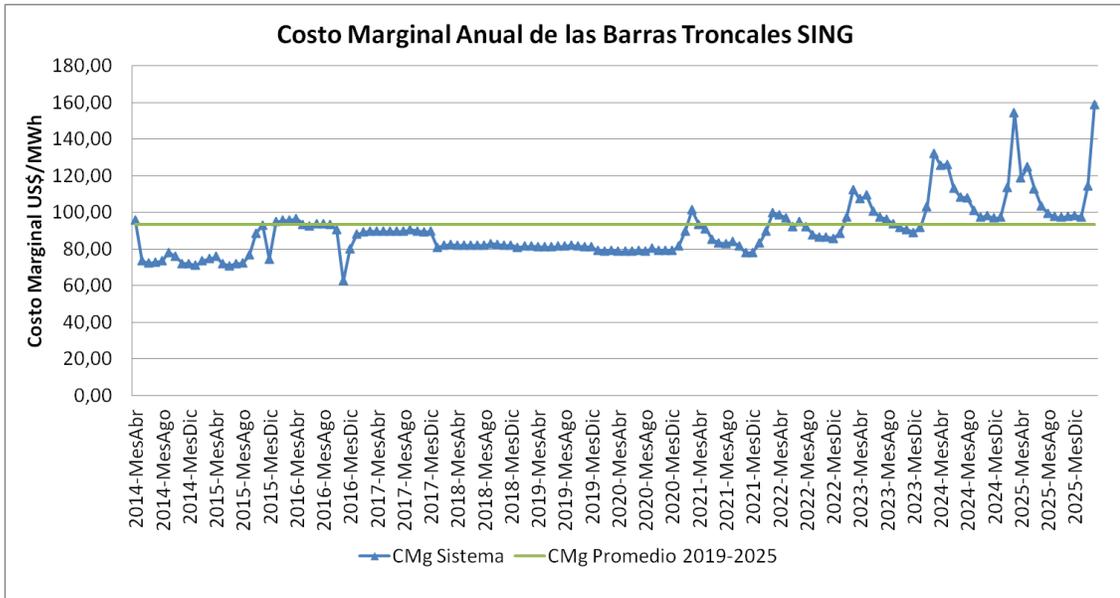
Se desprende que al excluir las centrales genéricas ERNC de la propuesta por la CNE en su ITD de abril 2014, el costo marginal promedio del sistema aumenta en un orden de 5 US\$/MWh, o un 5%-6% de su valor inicial.



**Ilustración 12: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema interconectado SIC-SING. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos.**



**Ilustración 13: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema interconectado SIC. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos.**



**Ilustración 14: Gráfico de proyección de Costos Marginales entre 2014-2025 del sistema SING. Caso ITD abril 2014 sin generadores ERNC genéricos.**

## 4. RESULTADO Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS

En este capítulo se analiza cuál es el costo que conlleva la implementación de la nueva Ley 20.698. Para ello, se comparan los costos a nivel de sistema de los planes de obras elaborados dentro de los escenarios: con vigencia de las leyes 20.257 y 20.698; solo con vigencia de la Ley 20.257; y una aproximación al escenario sin vigencia de estas leyes equivalente al caso en que se desarrollan puramente centrales carboneras. Adicionalmente, en cada uno de estos casos se analiza y contrasta la diversificación energética y el comportamiento del costo marginal sistémico.

Sumado a lo anterior, y a consecuencia del bajo desarrollo de la geotermia en Chile, se consideran dos posibles escenarios para el caso de la implementación de la Ley 20.698, el primero un caso pesimista con respecto a su penetración, y el segundo un caso optimista. En esta línea, se identificarán:

- Escenario 1: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario pesimista del desarrollo de geotermia.
- Escenario 2: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario optimista del desarrollo de geotermia.
- Escenario 3: Plan de obras con normativa anterior (ejecución de Ley 20.257 y exclusión de Ley 20.698).
- Escenario 4: Plan de obras compuesto por un programa de inversiones de centrales con la tecnología de base más económica en la actualidad (centrales carboneras).

Para los escenarios con ley ERNC, se considera que la obligación es siempre cumplida, es decir, a causa de esto no se pagan multas por incumplimiento y el Ministerio no realiza subastas de bloques ERNC.

### 4.1. PROGRAMA DE INVERSIONES DE LOS PLANES DE OBRAS DE CADA ESCENARIO

En el Anexo E, se muestra detalladamente los planes de obras de cada escenario. Las tablas de este apartado simplifican las potencias anuales instaladas de cada tecnología en cada sistema para todos los escenarios determinados a partir de la metodología presentada en el capítulo 3.

**4.1.1. ESCENARIO 1: PLAN DE OBRAS CON NORMATIVA VIGENTE EN UN  
ESCENARIO PESIMISTA DEL DESARROLLO DE GEOTERMIA**

**Tabla 11: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 1.**

<b>MW SIC</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo</b>
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	0	80	22	0	20	<b>142</b>
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	<b>30</b>
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	<b>360</b>
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	<b>710</b>
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	100	350	100	200	250	<b>1.000</b>
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	29	0	15	32	8	<b>84</b>
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	40	0	80	80	0	<b>200</b>
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	<b>685</b>
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	<b>150</b>
<b>ERNC</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>169</b>	<b>445</b>	<b>217</b>	<b>312</b>	<b>428</b>	<b>1.591</b>
<b>Convencional</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>343</b>	<b>342</b>	<b>365</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.770</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>343</b>	<b>511</b>	<b>810</b>	<b>577</b>	<b>312</b>	<b>428</b>	<b>3.361</b>

**Tabla 12: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 1.**

<b>MW SING</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo</b>
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	100	0	<b>350</b>
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	90	40	0	0	0	<b>130</b>
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Solar	0	0	0	0	0	0	0	200	0	150	400	100	<b>850</b>
<b>ERNC</b>	<b>0</b>	<b>340</b>	<b>240</b>	<b>150</b>	<b>500</b>	<b>100</b>	<b>1.330</b>						
<b>Convencional</b>	<b>0</b>												
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>340</b>	<b>240</b>	<b>150</b>	<b>500</b>	<b>100</b>	<b>1.330</b>						

**Tabla 13: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 1.**

<b>MW SIC-SING</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo</b>
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	0	80	22	0	20	<b>142</b>
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	<b>30</b>
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	<b>360</b>
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	<b>710</b>
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	150	550	100	300	250	<b>1.350</b>
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	29	0	15	32	8	<b>84</b>

MW SIC-SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	130	40	80	80	0	330
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	685
Solar	0	0	0	0	0	0	0	200	0	150	400	250	1.000
ERNC	0	0	0	0	0	20	0	509	685	367	812	528	2.921
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	365	360	0	0	1.770
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>343</b>	<b>851</b>	<b>1.050</b>	<b>727</b>	<b>812</b>	<b>528</b>	<b>4.691</b>

**4.1.2. ESCENARIO 2: PLAN DE OBRAS CON NORMATIVA VIGENTE EN UN ESCENARIO OPTIMISTA DEL DESARROLLO DE GEOTERMIA**

**Tabla 14: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 2.**

MW SIC	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	0	80	22	0	0	122
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	30
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	100	350	100	0	0	550
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	29	0	15	32	0	76
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	40	0	80	89,4	175	384,4
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	685
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0	0	20	0	169	445	217	121,4	175	1.147,4
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	365	360	0	0	1.770
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>343</b>	<b>511</b>	<b>810</b>	<b>577</b>	<b>121,4</b>	<b>175</b>	<b>2.917,4</b>

**Tabla 15: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 2.**

MW SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	100	0	350
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	90	40	0	140	0	270
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150	180	0	480
<b>MW SING</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo</b>
ERNC	0	0	0	0	0	0	0	290	255	150	420	0	1.115
Convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	15
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>290</b>	<b>270</b>	<b>150</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>1.130</b>						

**Tabla 16: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 2.**

MW SIC-SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	20	0	0	80	22	0	0	122
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	30
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	150	550	100	100	0	900
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	29	0	15	32	0	76
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	130	40	80	229,4	175	654,4
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	0	0	0	0	685
Solar	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150	180	0	480
ERNC	0	0	0	0	0	20	0	459	700	367	541,4	175	2.262,4
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	380	360	0	0	1.785
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>343</b>	<b>801</b>	<b>1.080</b>	<b>727</b>	<b>541,4</b>	<b>175</b>	<b>4.047,4</b>

**4.1.3. ESCENARIO 3: PLAN DE OBRAS CON IMPLEMENTACIÓN DE LA LEY 20.257 PERO SIN LEY 20.698**

**Tabla 17: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC del Escenario 3.**

MW SIC	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	20	20	82	0	0	122
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	30
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	20
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	342	330	342	330	0	1.687
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0	0	0	0	20	35	82	20	50	207
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	342	695	702	330	0	2.772
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>343</b>	<b>362</b>	<b>730</b>	<b>784</b>	<b>350</b>	<b>50</b>	<b>2.979</b>

**Tabla 18: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SING del Escenario 3.**

MW SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MW SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	250
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	0	0	90
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	160	0	0	0	0	160
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150
ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	15	90	400	0	505
Convencional	0	0	0	0	0	0	0	160	15	0	0	0	175
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>160</b>	<b>30</b>	<b>90</b>	<b>400</b>	<b>0</b>	<b>680</b>						

Tabla 19: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 3.

MW SIC-SING	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	20	20	82	0	0	122
Pasada Parcial	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	30
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	50	300
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	20
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	0	0	90
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	502	330	342	330	0	1847
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	150
ERNC	0	0	0	0	0	0	0	20	50	172	420	50	712
Convencional	0	0	0	360	0	0	343	502	710	702	330	0	2.947
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>343</b>	<b>522</b>	<b>760</b>	<b>874</b>	<b>750</b>	<b>50</b>	<b>3.659</b>

#### 4.1.4. ESCENARIO 4: PLAN DE OBRAS COMPUESTO POR UN PROGRAMA DE INVERSIONES DE CENTRALES DE COMBUSTIÓN CARBÓN

Tabla 20: Potencias anualmente instaladas identificadas por su tecnología en el SIC-SING del Escenario 4.

MW instalado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Periodo
Pasada ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada Conv.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	0	0	360
GNL	0	0	0	120	0	0	0	0	120	0	0	0	710
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	343	532	250	342	300	250	2.017
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	0	0	0	360	0	0	343	342	600	702	300	250	2.897
SING	0	0	0	0	0	0	0	190	0	0	0	0	190
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>343</b>	<b>532</b>	<b>600</b>	<b>702</b>	<b>300</b>	<b>250</b>	<b>3.087</b>

## 4.2. COSTO SISTÉMICO

El costo del sistema de cada escenario en el horizonte de evaluación 2014-2025 se ilustra en la tabla 21. Como se define en el capítulo 3, el costo variable representa los costos presentes por materia prima, COMA variable y costo de falla; mientras el costo fijo representa el costo presente asociado a la inversión y al COMA fijo.

**Tabla 21: Costos Sistémicos de cada escenario.**

	<b>Costo Variable MMUS\$</b>	<b>Costo Fijo MMUS\$</b>	<b>Costo Sistémico MMUS\$</b>
Escenario 1	19.022	5.782	24.804
Escenario 2	19.022	5.180	24.203
Escenario 3	19.328	4.210	23.538
Escenario 4	19.421	3.564	22.985

La participación porcentual del costo variable y el costo fijo sobre el costo total del sistema se refleja en la tabla 22.

**Tabla 22: Porcentaje de representatividad del costo de operación e inversión en el costo sistémico con horizonte de evaluación 2014-1025.**

	<b>Porción Costo Variable en el Costo Sistémico</b>	<b>Porción Costo Fijo en el Costo Sistémico</b>
Escenario 1	77%	23%
Escenario 2	79%	21%
Escenario 3	82%	18%
Escenario 4	84%	16%

Se puede observar de los resultados de la tabla 22, que el costo variable asociado a la operación del sistema es al menos tres veces superior al costo fijo, por ende se puede decir que el costo de operación del sistema posee al menos tres veces mayor influencia que el costo de inversión. De esta forma se justifica el hecho de que en los escenarios con mayor inclusión de ERNC poseen menor influencia porcentual en el costo variable, ya que en este escenario el costo de inversión de las centrales ERNC comúnmente es mayor que el costo de inversión de las tecnologías convencionales; adicionalmente las tecnologías ERNC cuentan con menores costos de operación. Por otro lado, en el futuro se considera la incorporación de externalidades negativas a las tecnologías convencionales, como por ejemplo: impuestos; uso obligatorio de filtros; etc., que darán a las ERNC mayor competitividad en el mercado. Por consiguiente, se puede apreciar que la diferencia de influencia sobre el costo sistémico para un mismo tipo de costo entre los escenario 1 y 3 es de un 5%, mientras que entre el escenario 3 y 4 es de un 2%. Así, el escenario

3 correspondiente únicamente a la aplicación de la Ley 20.257 ostenta mayor semejanza con el escenario 4 que con los escenarios 1 y 2.

Luego, la diferencia de costos sistémicos entre cada escenario se muestra en la tabla 23.

**Tabla 23: Brecha económica entre cada escenario.**

<b>Diferencia Costo Sistémico MMUS\$</b>	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>	<b>Escenario 4</b>
Escenario 1	-	601	1.266	1.819
Escenario 2	-601	-	665	1.218
Escenario 3	-1.266	-665	-	553
Escenario 4	-1.819	-1.218	-553	-

Tomando como base el escenario 3, se observa en la tabla 23, que el costo del escenario 1 es superior aproximadamente en 1.266 MMUS\$, este valor equivale aproximadamente a: la inversión de la central termoeléctrica Punta Alcalde<sup>21</sup> de 740 MW informado en el SEA; o al costo de operación del sistema unificado SIC-SING proyectado en el año 2014. En tanto, este valor se reduce cerca de la mitad en la comparación entre el escenario 3 y el escenario 2.

Por consiguiente, el escenario 4, se encuentra con un costo sistémico por debajo del escenario 2 en aproximadamente 553 MMUS\$, similar al costo de inversión de la central Alfa Solar<sup>22</sup> de 280 MW informado en el SEA o aproximadamente un cuarto del costo proyectado de operación del sistema eléctrico del año 2014.

### 4.3. DIVERSIFICACIÓN

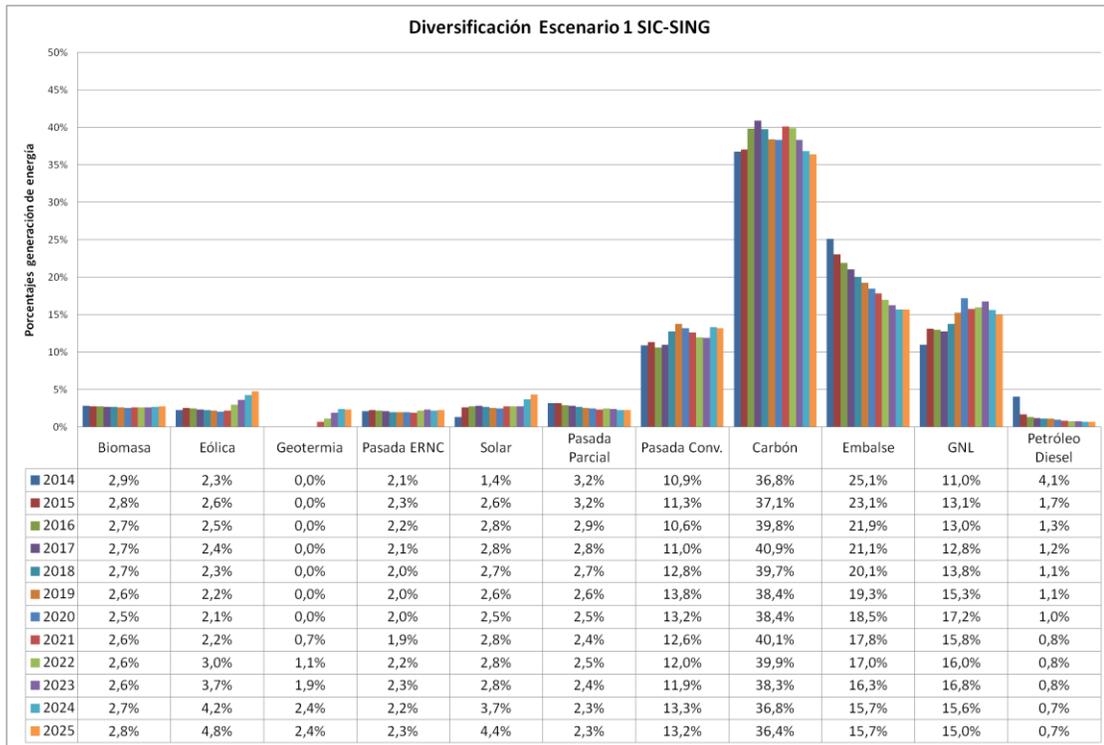
La diversificación del sistema eléctrico en este estudio es analizado para cada escenario por medio del porcentaje de la cantidad de energía generada anualmente por cada tecnología. Las ilustraciones 15-18, muestran gráficamente el grado de inserción de cada tecnología en el sistema interconectado SIC-SING; mientras que en el Anexo F se exponen los casos para el SIC y SING respectivamente.

Posteriormente se analizan particularmente las tecnologías relacionadas a: carbón, energía solar, energía eólica, biomasa, geotermia e hidráulica de pasada ERNC. Ya que como se observa en las ilustraciones mencionadas, estas son las que presentan mayores diferencias entre los escenarios en estudio con respecto a su crecimiento anual. Esto es evidente, ya que los planes de obras en

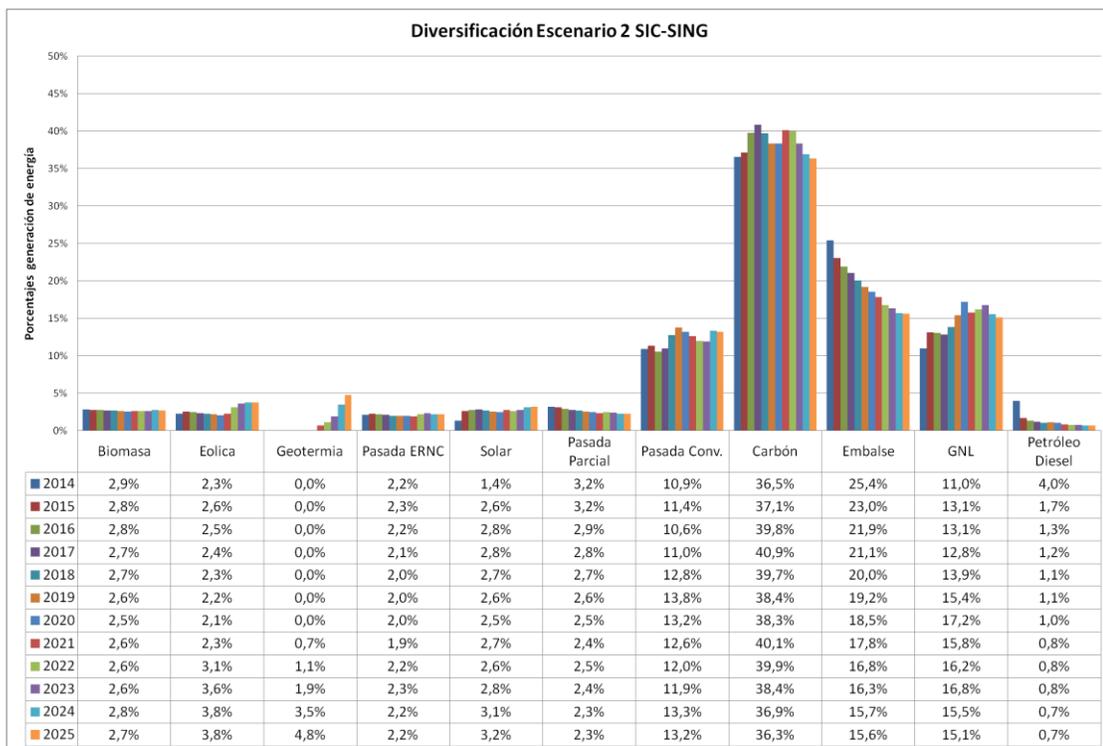
<sup>21</sup> La central termoeléctrica Punta Alcalde de combustión a carbón posee un costo de inversión de 1.400 MMUS\$. Se ubica a 15 km de la provincia de Huasco perteneciente a la III Región Atacama, e ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en febrero del año 2009.

<sup>22</sup> El Proyecto consiste en la instalación de un parque fotovoltaico, cuyo objetivo es la generación de energía eléctrica, la cual se conectará al, mediante la Sub-Estación Eléctrica Encuentro.

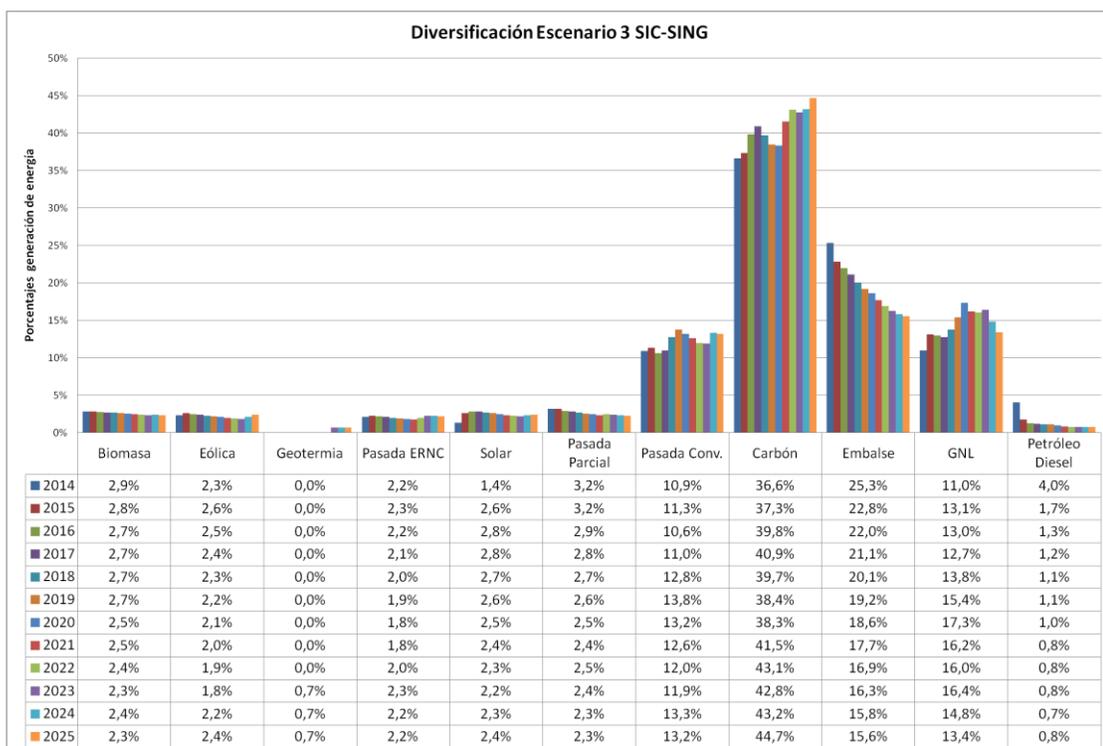
estos escenarios se diferencian exclusivamente por la incorporación de centrales con estas tecnologías.



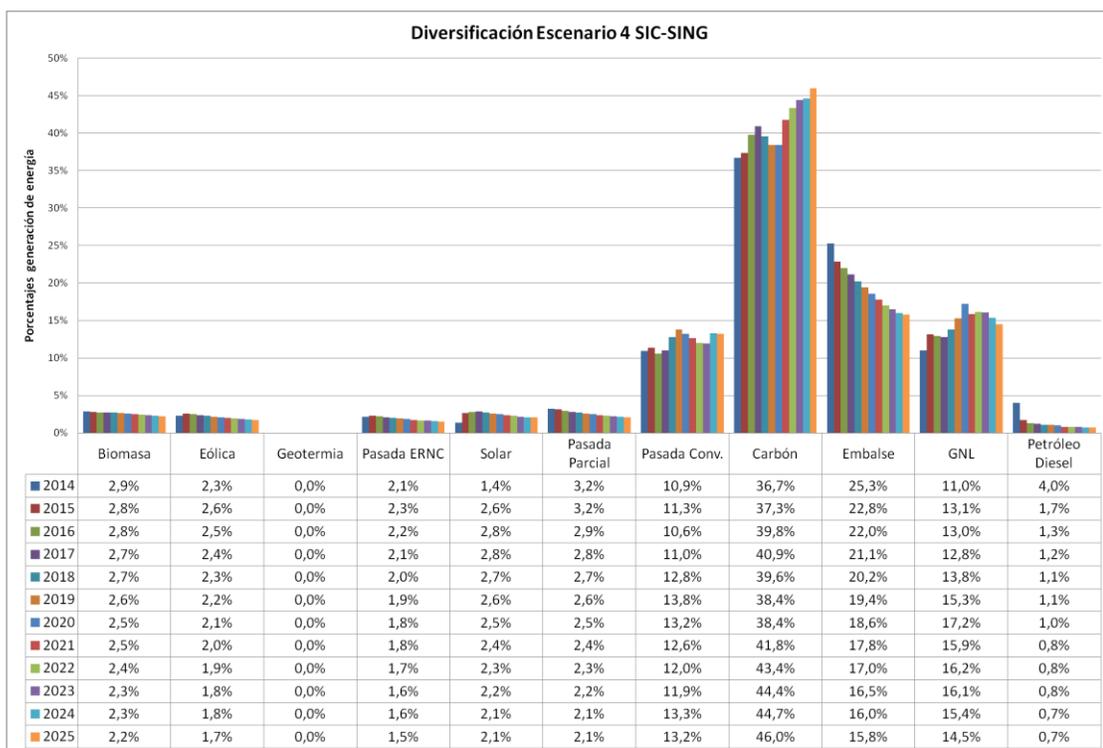
**Ilustración 15: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SIC-SING.**



**Ilustración 16: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SIC-SING.**



**Ilustración 17: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SIC-SING.**



**Ilustración 18: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SIC-SING.**

#### 4.3.1. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE CARBÓN

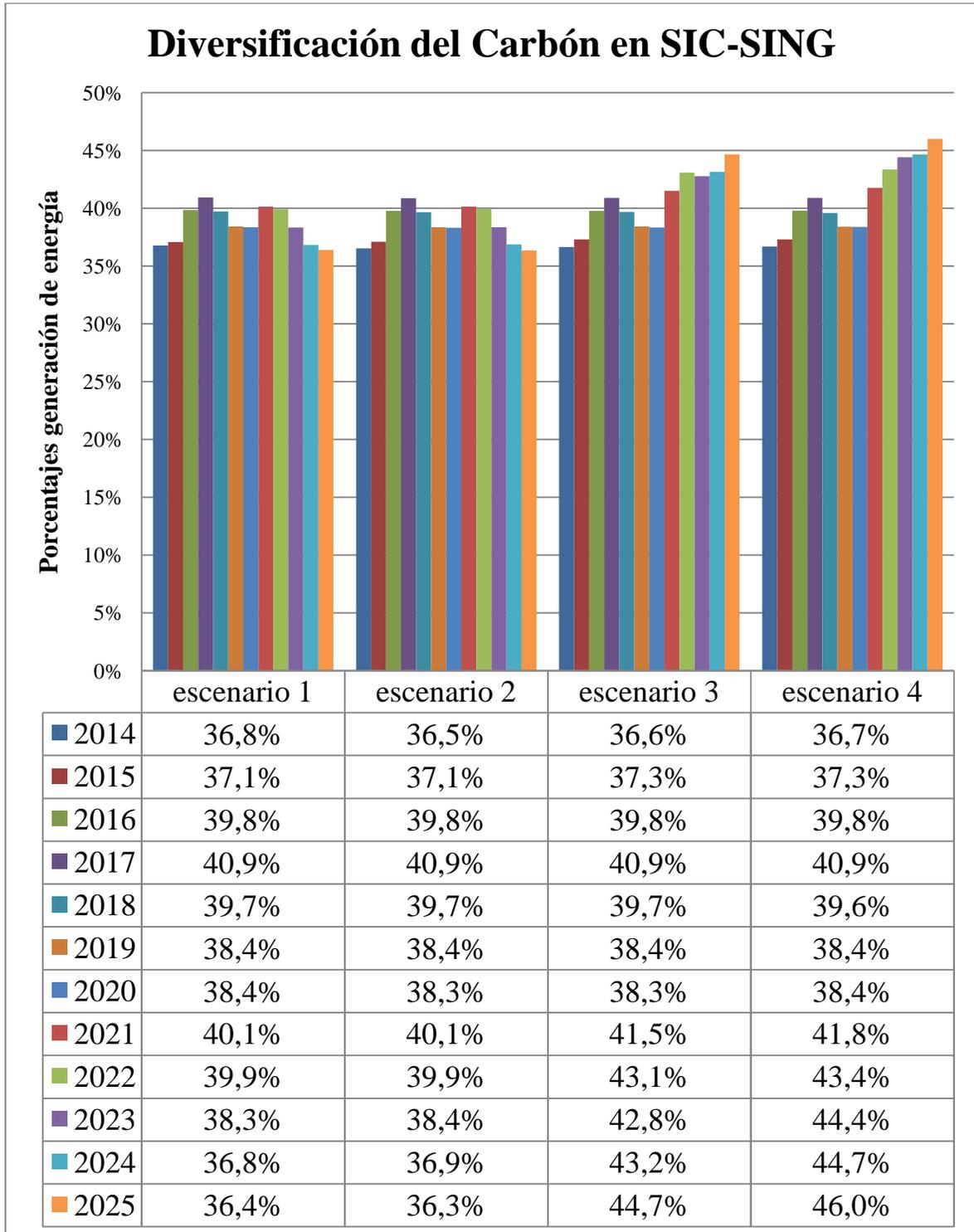
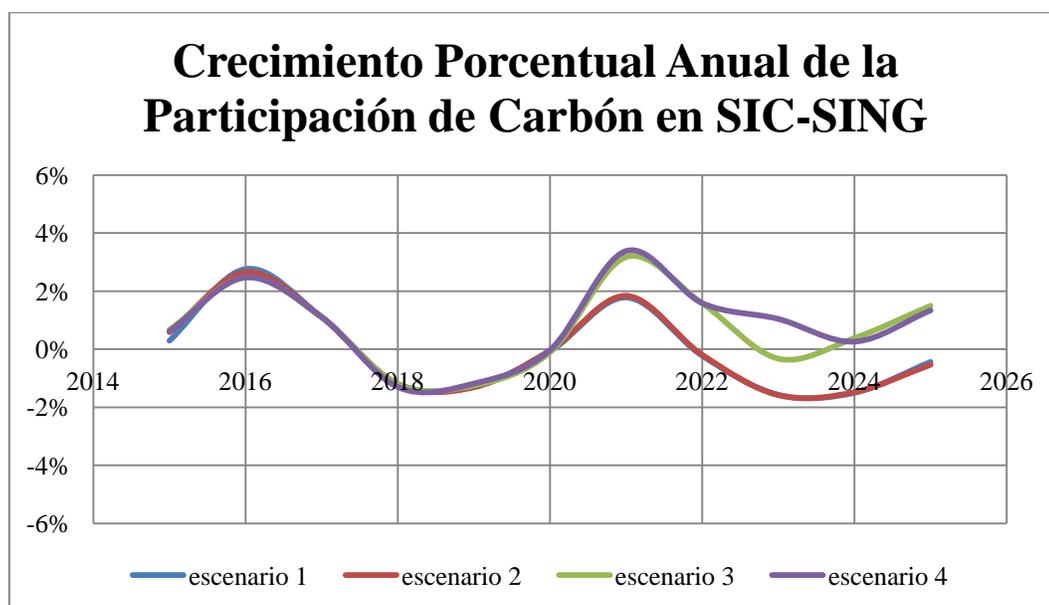


Ilustración 19: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario.



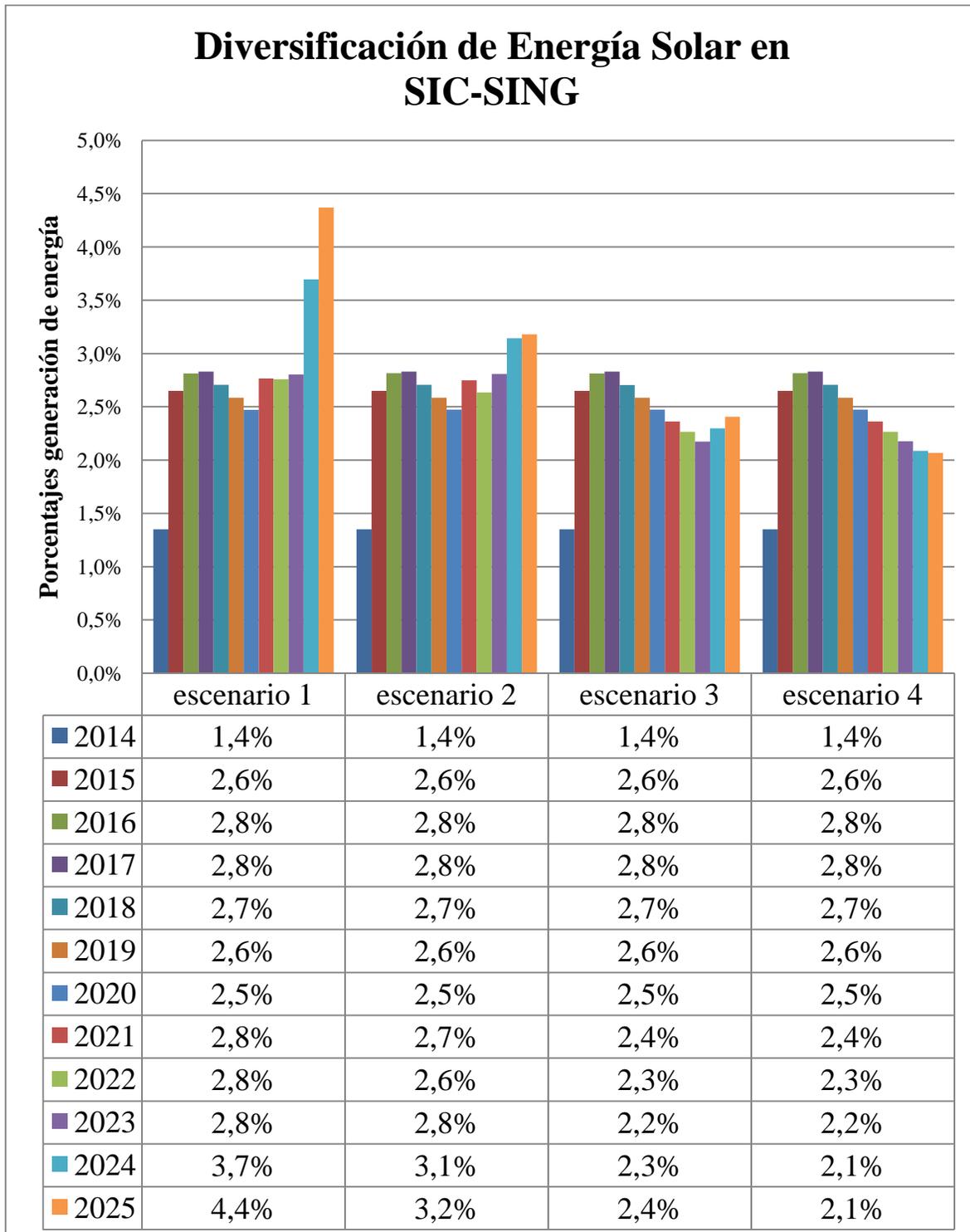
**Ilustración 20: Tasa de crecimiento anual de la energía generada a base de carbón en el SIC-SING.**

De la ilustración 20 se puede observar que el desacople entre el crecimiento de los escenarios 1 y 2 con respecto a los escenarios 3 y 4 se produce en el 2020. Esto es evidente ya que a partir de ese año las actuales centrales en operación junto con las que se encuentran en construcción no cumplirán con la obligación de cuota de generación y por ende entrarán en operación nuevas centrales ERNC.

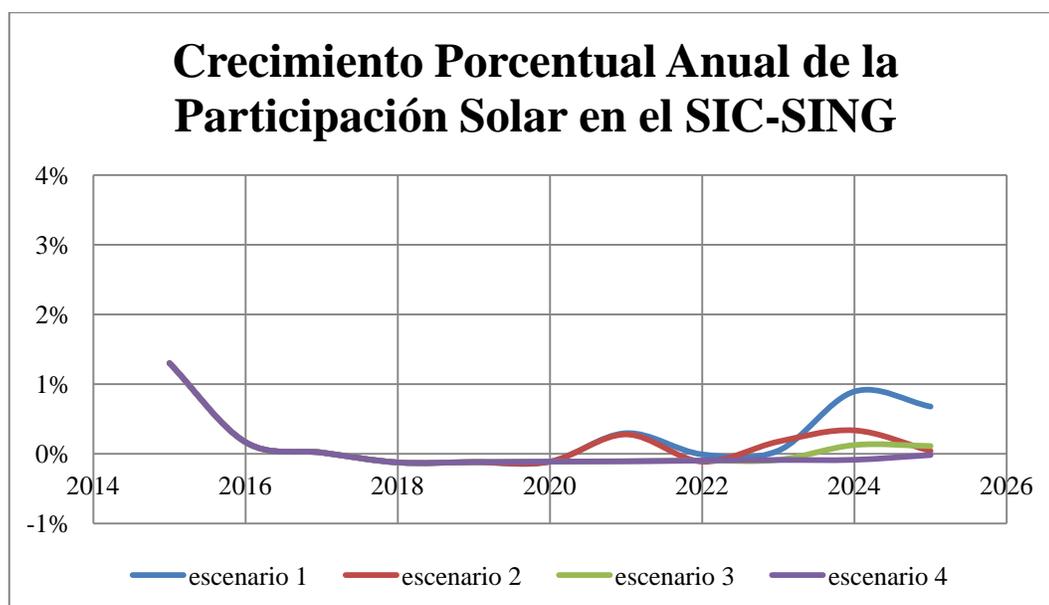
Es evidente que en los escenarios 3 y 4, la participación del carbón a partir del 2021 va al alza según la planificación realizada, en contraste, los escenarios 1 y 2 se puede apreciar que se reduce. Se puede concluir que la Ley 20.257 no afecta significativamente la inclusión de tecnologías ERNC en el corto plazo, ya que si en 2014 el porcentaje de energía generada a base de carbón dentro de la generación global es de un 36,6%, posteriormente se tiene en 2025 una estimación de participación de 44,7%, muy similar al caso en que se instalan solamente centrales carboneras, que refleja la situación sin las actuaciones de las leyes 20.257 y 20.698. Esto se explica ya que en la actualidad existen diversos proyectos ERNC en construcción y próximos a entrar en operación.

Consecuentemente, el plan de obras obtenido con la implementación de la Ley 20.698, tomando como referencia el año 2014, mantiene la participación del carbón al año 2025 por debajo del 37%, a pesar de que su participación en 2014 es semejante al caso anterior.

#### 4.3.2. SITUACIÓN DE TECNOLOGÍA A BASE DE ENERGÍA SOLAR



**Ilustración 21: Diversificación SIC-SING expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario.**



**Ilustración 22: Tasa de crecimiento anual de la energía solar generada en el SIC-SING.**

El nivel de cooperación de la energía generada por centrales solares a la matriz energética es sutil en todo el horizonte de evaluación. Esto se debe a que su costo de inversión y factor de planta utilizados para la obtención de los planes de obras de este trabajo, no generan las condiciones propicias para su desarrollo. Sin embargo, se espera en el largo plazo un mejoramiento de su eficiencia y una reducción de su costo de inversión, de manera que puedan insertarse mejor en el mercado. Por lo demás, de no suceder este hecho, se podría esperar que los recursos naturales utilizados por las centrales ERNC más eficientes y económicas, tiendan a limitarse en el largo plazo, siendo una gran oportunidad para la incorporación de la tecnología solar.

El principal aporte de esta tecnología se origina en el SING. También se aprecia que el mayor despliegue de esta tecnología es en el escenario con la Ley 20.698 con bajo desarrollo geotérmico. En último lugar, se tiene para el 2014 una participación de 2,4% para la tecnología solar, mientras para los escenarios 1, 2, 3 y 4, se tiene respectivamente al 2025 una participación de 4,4%, 3,2%, 2,4% y 2,1%. La ley 20.657 produce un despliegue de tecnología solar similar al caso en que no existiera esta ley, mientras que en el caso de la Ley 20.698 se observa un despliegue significativo con respecto a la Ley 20.257.

### 4.3.3. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE ENERGÍA EÓLICA

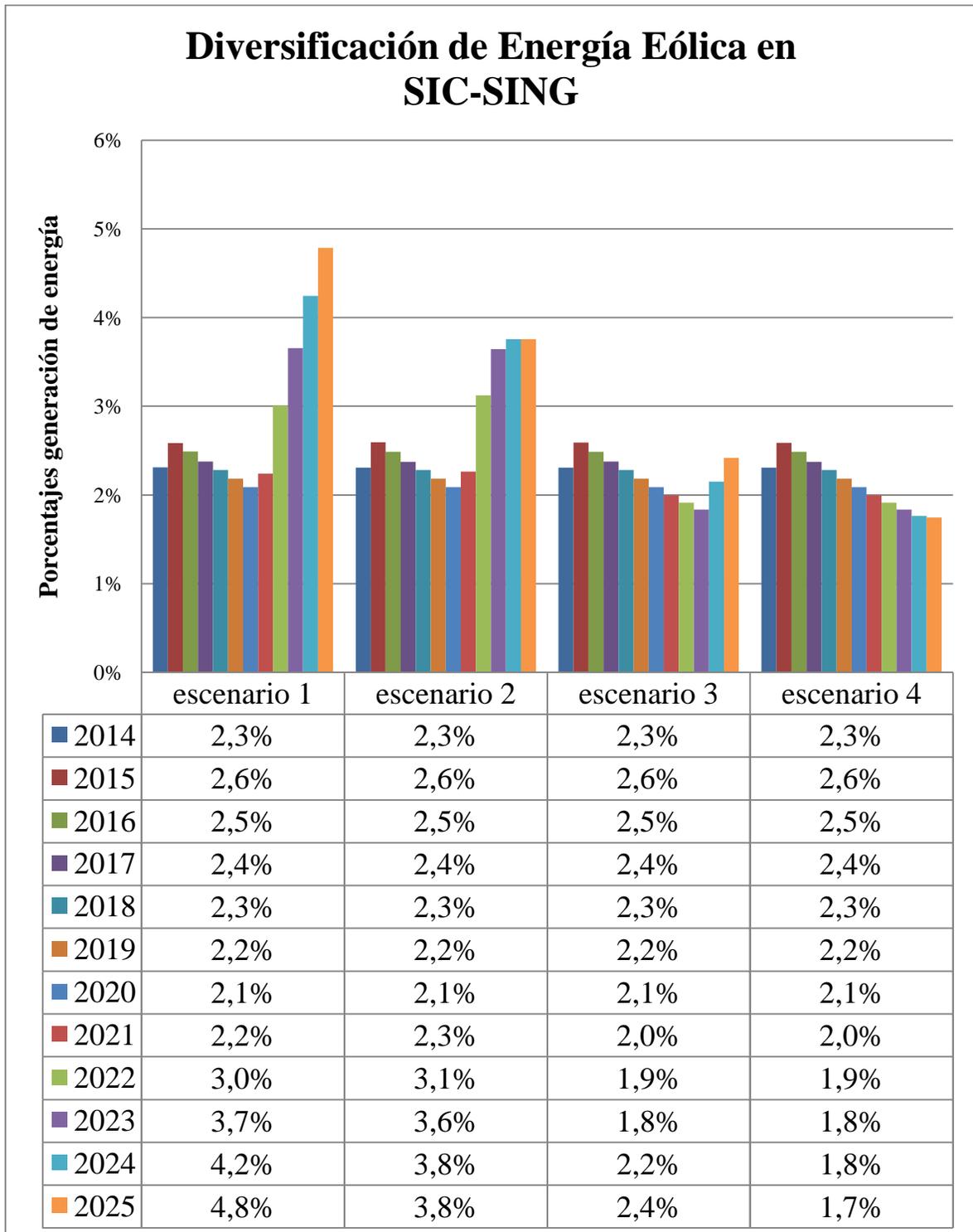
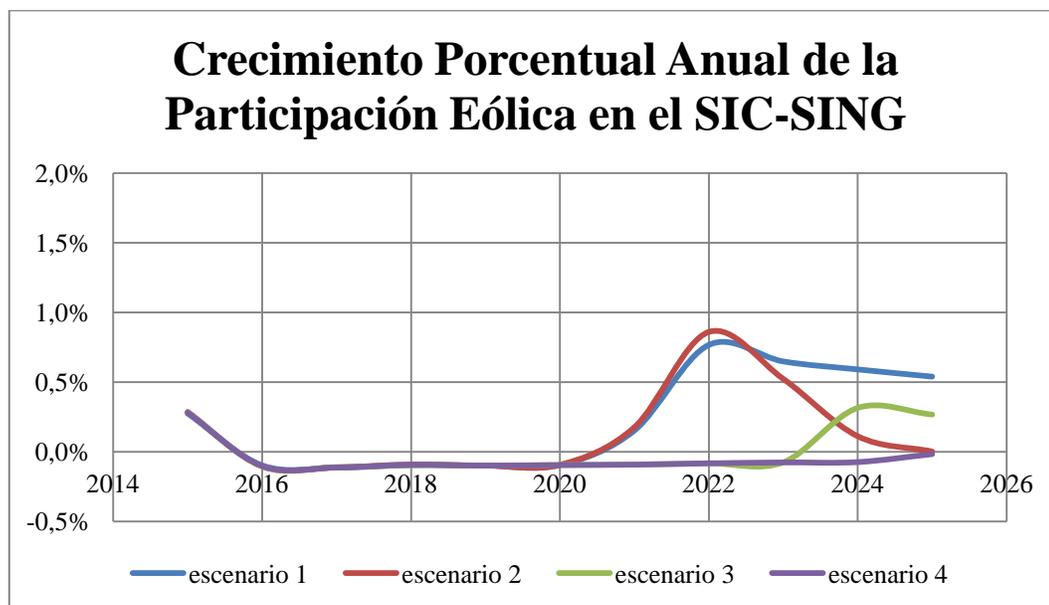


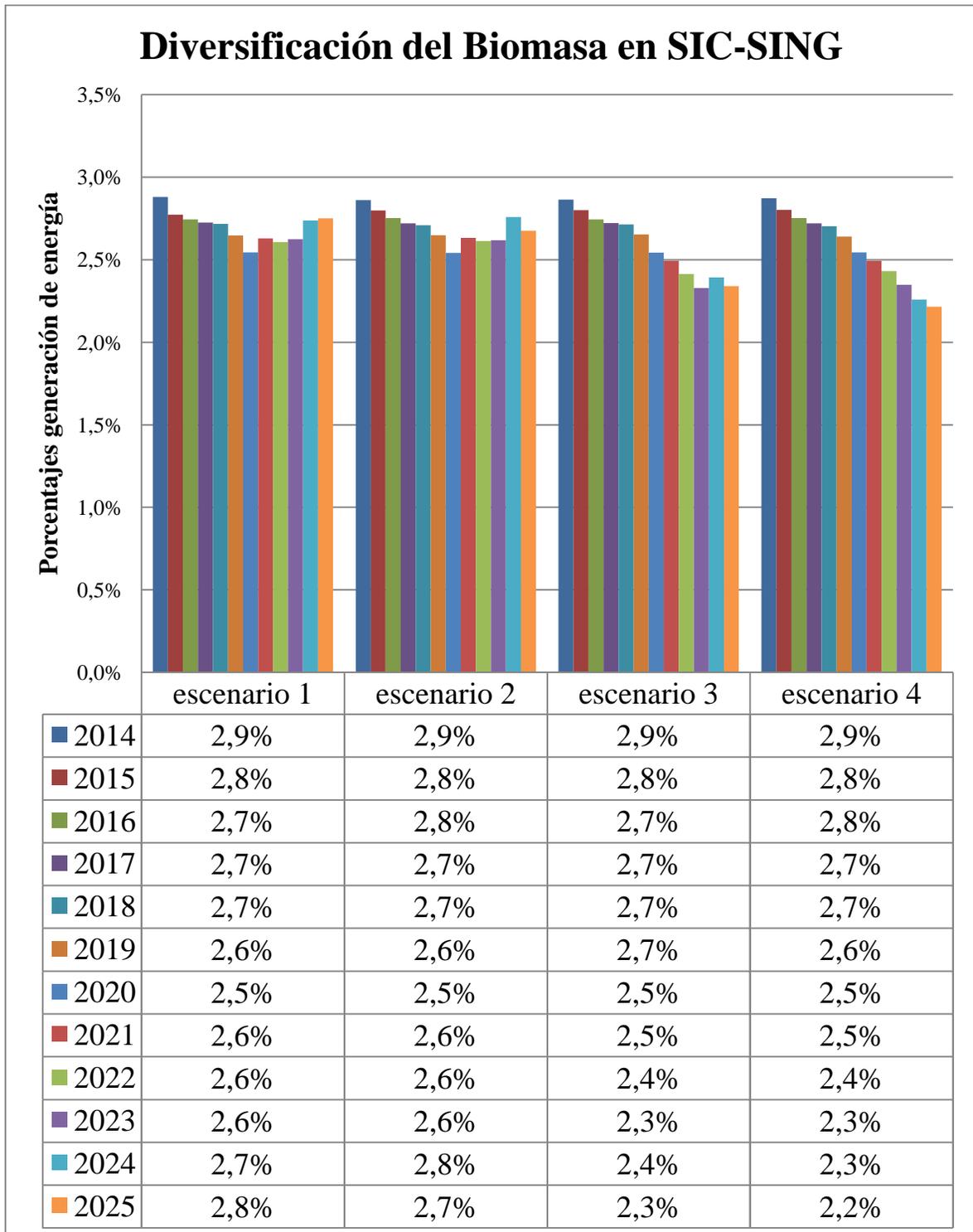
Ilustración 23: Diversificación SIC-SING expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario.



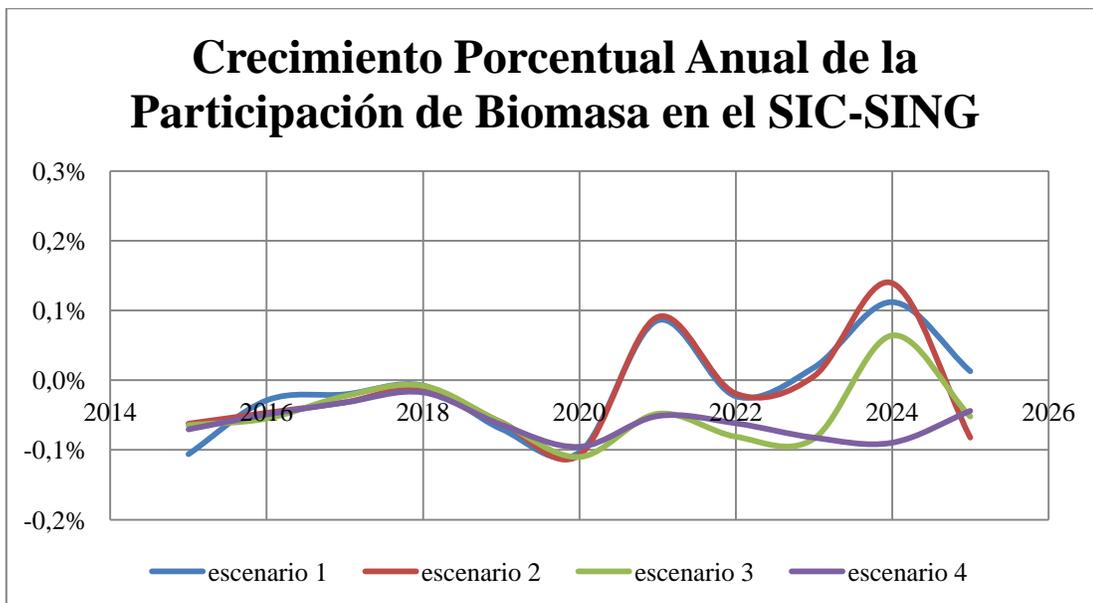
**Ilustración 24: Tasa de crecimiento anual de la energía eólica generada en el SIC-SING.**

La participación de las centrales eólicas muestra un comportamiento similar al de las centrales solares. Se observa que la participación porcentual de la generación de energía de medios eólicos en los escenarios 1 y 3 se desacopla en el 2020, mientras en 2023 se desacopla el escenario 3 con respecto al 4. Así, si para todos los escenarios la energía generada de medios eólicos en el sistema durante el 2014 fue de 2,3%, y luego en 2025 se tiene una participación de 4,8%, 3,8%, 2,4% y 1,7% para los escenarios 1, 2, 3 y 4 respectivamente. Por consiguiente, la Ley 20.257 en el plan de obras desarrollado, mantiene el porcentaje de participación eólica dentro de la matriz energética y la Ley 20.698 incrementa la contribución de esta tecnología al final del horizonte de evaluación.

#### 4.3.4. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE BIOMASA



**Ilustración 25: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir de la biomasa en cada escenario.**



**Ilustración 26: Tasa de crecimiento anual de la energía generada a base de biomasa en el SIC-SING.**

La biomasa en todos los escenarios tiene presencia únicamente en el Sur del país, es decir en el SIC, ya que es en esta zona donde se encuentran las industrias que generan este recurso a partir de sus desechos industriales. Las centrales como se puede observar no tienen una gran variación del nivel de participación entre los escenarios.

Además, no se observan mayores diferencias entre los escenarios, esto debido a que son competitivas en el mercado y no necesitan de incentivos económicos para su implementación, su bajo despliegue se asocia a barreras de entrada tales como la disponibilidad de su suministro.

#### 4.3.5. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE GEOTERMIA

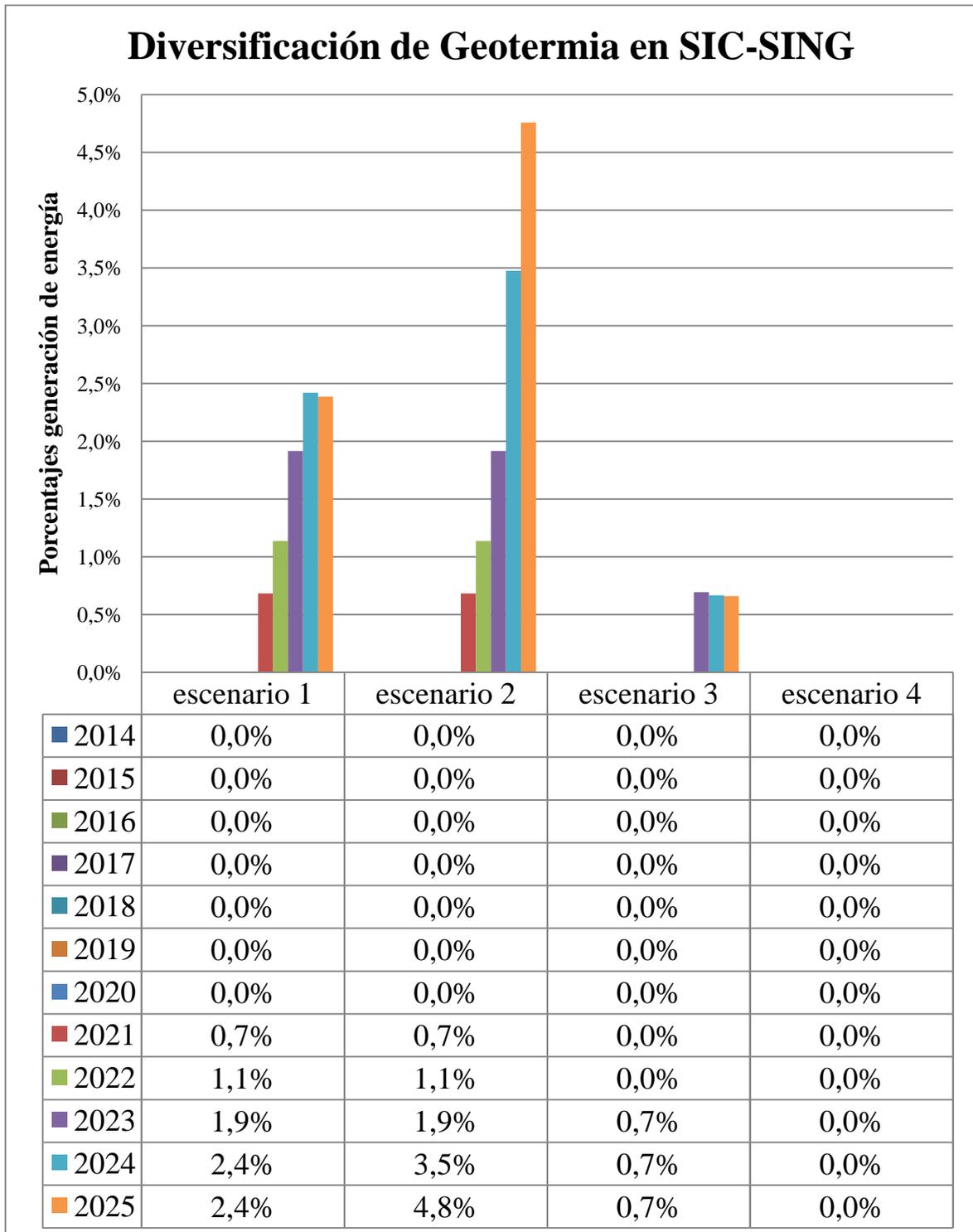
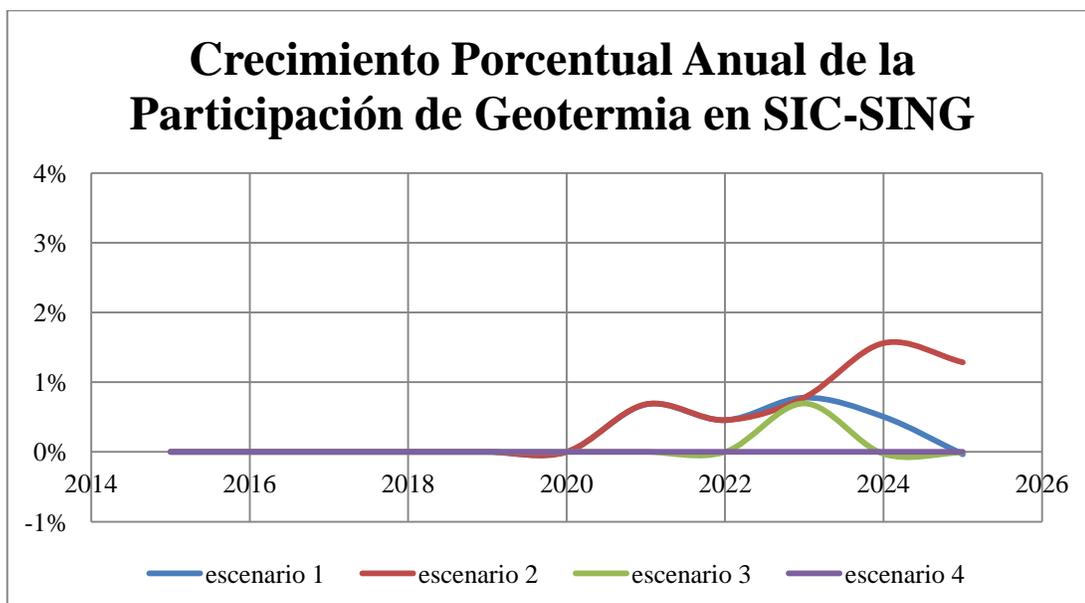


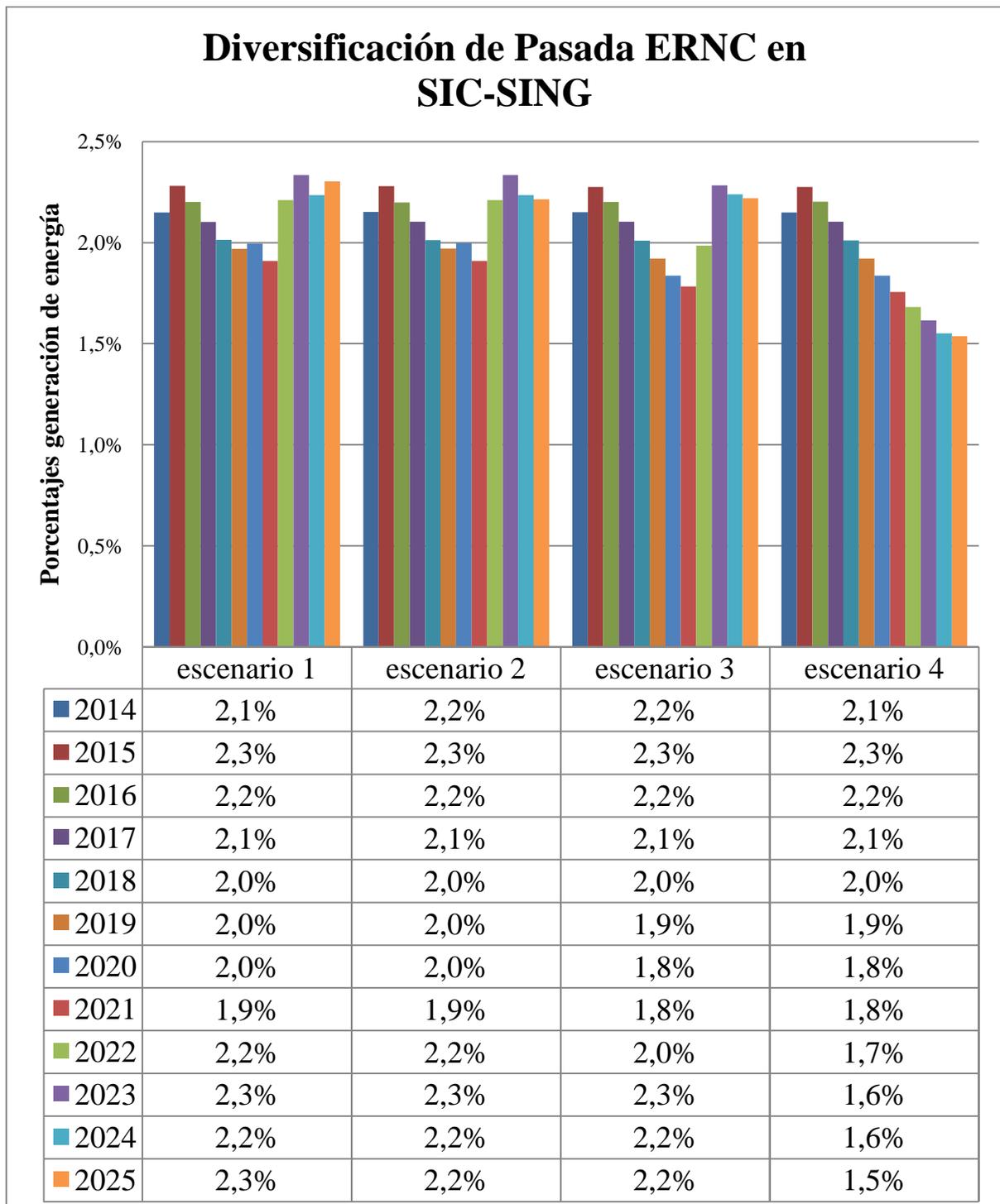
Ilustración 27: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario.



**Ilustración 28: Tasa de crecimiento anual de la energía geotérmica generada en el SIC-SING.**

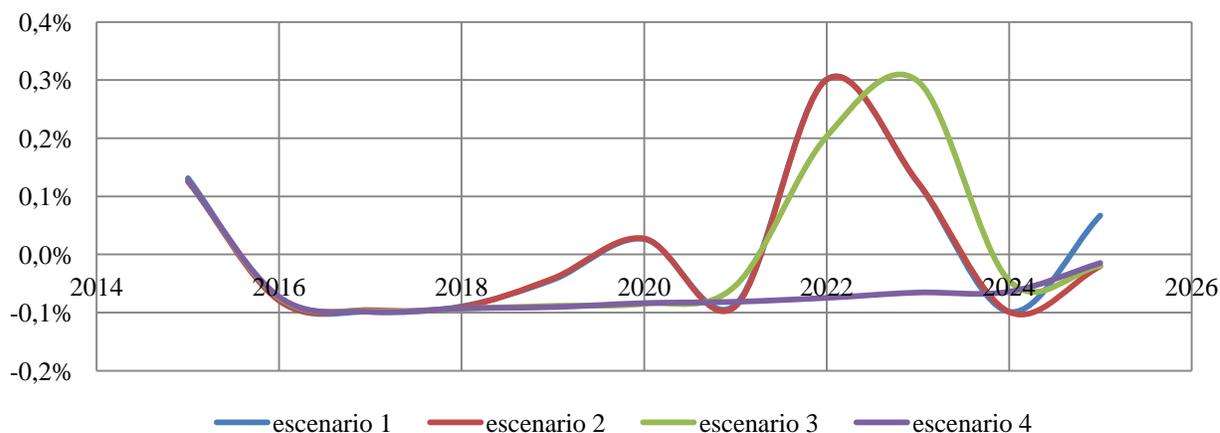
La implementación de centrales geotérmicas en el sistema eléctrico es incierta y su despliegue depende de su desarrollo en el país, hasta el momento no existe ninguna central en operación. En caso de implementarse la nueva Ley 20.698 se prevé tener en 2025 en un caso optimista un 4,8% de participación, y en un caso realista un 2,4%, similar al despliegue de las centrales eólicas y solares en el mismo año. En el caso de la implementación de la Ley 20.257, no resulta mayormente favorecida, ya que sólo se tiene una participación de 0,7% la generación de energía de Chile. Estas centrales contribuirían mayormente en el SING que en el SIC.

#### 4.3.6. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA



**Ilustración 29: Diversificación SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario.**

## Crecimiento Porcentual Anual de la Participación de Pasada ERNC en el SIC-SING



**Ilustración 30: Tasa de crecimiento anual de la energía hidráulica de pasada ERNC generada en el SIC-SING.**

Se puede observar que con la normativa legal anterior o con la implementación de la nueva Ley 20.698, se obtiene en ambos casos el mismo grado de participación de generación por medio de centrales de pasada. Estas centrales, encontrándose mayoritariamente en el SIC, no necesitan de políticas que incentiven su despliegue ya que son competitivas dentro del mercado.

### 4.4. COSTO MARGINAL SISTÉMICO

El costo marginal del sistema se define como el promedio ponderado por consumo de las barras troncales del sistema ilustradas en la tabla 24.

**Tabla 24: Barras Troncales de acuerdo al Decreto N°61/2011.**

<b>Barras Troncales SIC</b>	<b>Barras Troncales SING</b>
Diego de Almagro 220	Tarapacá 220
Carrera Pinto 220	Lagunas 220
Cardones 220	Crucero 220
Maitencillo 220	Encuentro 220
Punta Colorada 220	Atacama 220
Pan de Azúcar 220	
Los Vilos 220	
Nogales 220	
Quillota 220	
Polpaico 220	
Lampa 220	
Cerro Navia 220	
Chena 220	

<b>Barras Troncales SIC</b>	<b>Barras Troncales SING</b>
Candelaria 220	
Colbún 220	
Alto Jahuel 220	
Melipilla 220	
Rapel 220	
Itahue 220	
Ancoa 220	
Charrúa 220	
Hualpén 220	
Lagunillas 220	
Temuco 220	
Ciruelos 220	
Valdivia 220	
Rahue 220	
Puerto Montt 220	

Por consiguiente, el costo marginal promedio desde 2019 a 2025 para cada escenario se muestra en la tabla 25.

**Tabla 25: Costo marginal promedio entre 2019-2025 para cada escenario y sistema.**

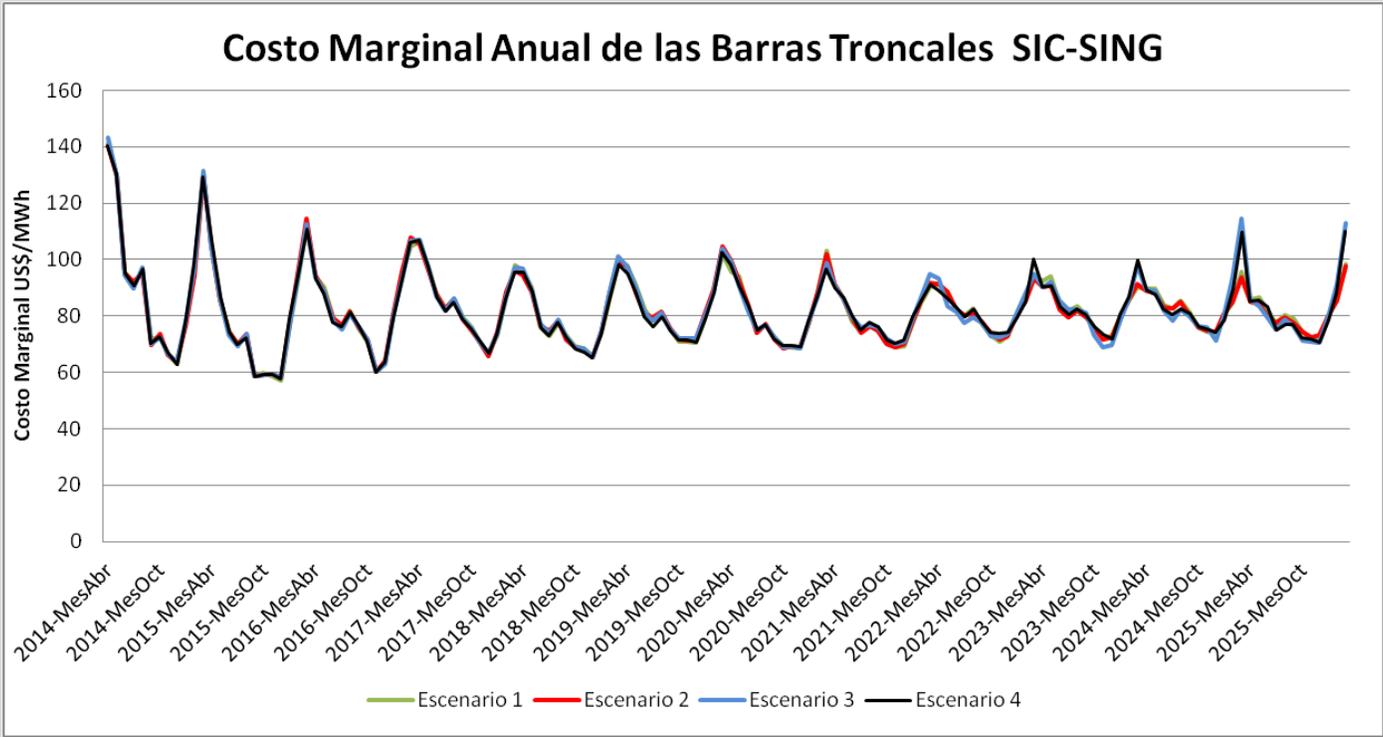
<b>CMg Promedio US\$/MWh</b>	<b>SIC-SING</b>	<b>SIC</b>	<b>SING</b>
Escenario 1	81,44	80,52	83,72
Escenario 2	81,32	80,46	83,46
Escenario 3	81,54	81,02	82,82
Escenario 4	81,46	80,82	83,05
Diferencia entre máximo y mínimo	0,22	0,56	0,90

De acuerdo a la tabla 25, se puede observar que los costos marginales promedios son similares como consecuencia que los cuatro escenarios planteados buscan obtener el menor costo para la operación del sistema eléctrico. Aunque los 4 escenarios tienen un objetivo en común, el costo marginal promedio no es igual ya que cada escenario posee distintas restricciones, partiendo por las cuotas obligatorias de ERNC.

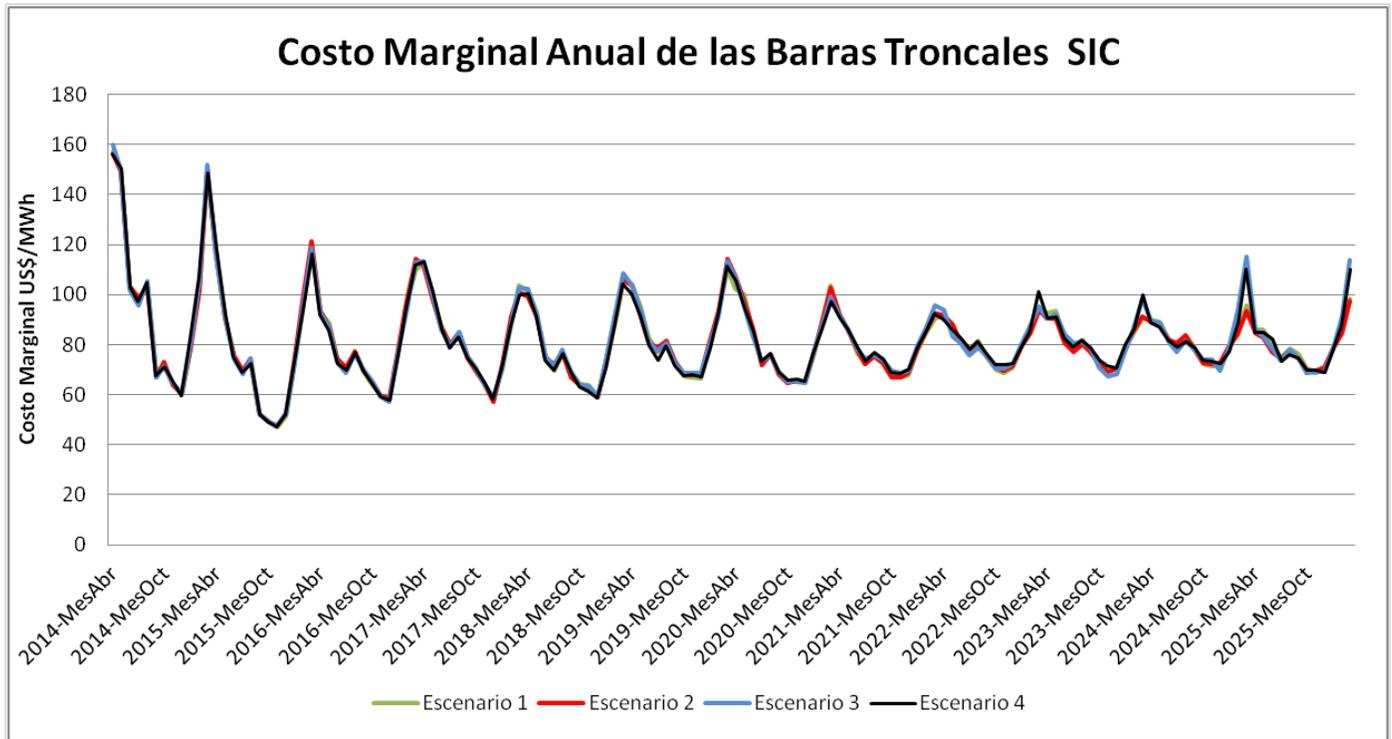
El costo marginal obtenido, como se dijo en el Capítulo 3, es un promedio ponderado según el consumo de la barra, sin embargo, también es un promedio de costos marginales obtenidos de diferentes escenarios hidrológicos, por ende, se propone como trabajo futuro analizar el comportamiento de estos en hidrologías secas y húmedas.

Luego, estos costos marginales promedios se exponen gráficamente en las ilustraciones 31, 32 y 33, para los sistemas SIC-SING, SIC y SING respectivamente. De estos gráficos se observa que a

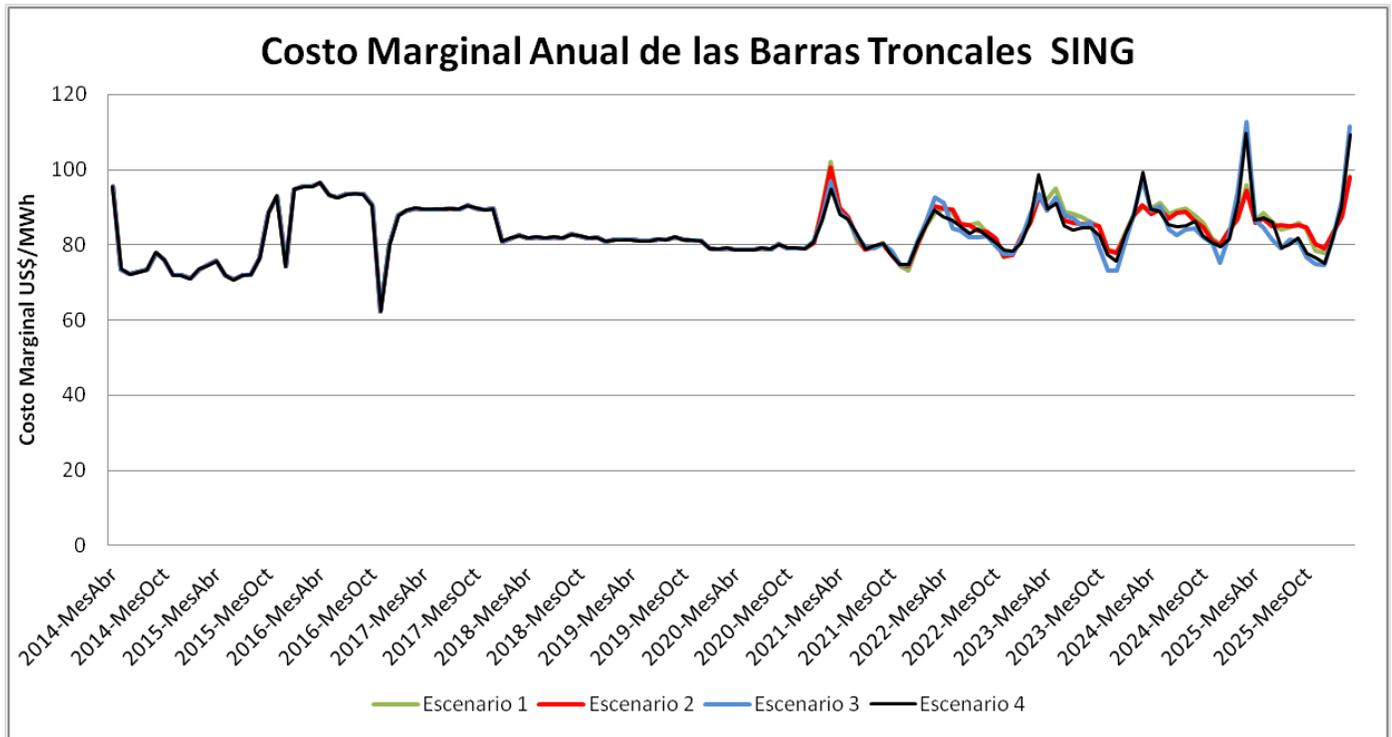
partir del año 2023, en el mes de marzo los escenarios 1 y 2 gozan de menores alzas en los costos marginales en comparación a los escenarios 3 y 4, se tiene entonces una diferencia relevante entre los efectos de la Ley 20.698 y la Ley 20.257; además se denota la similitud de comportamiento entre el escenario que no implementa ninguna de estas leyes y el escenario con la normativa anterior a la celebración 20.698. Esta diferencia resulta ventajosa ya que la implementación de ERNC, a consecuencia de la Ley 20.698, atenúa el alza de los costos marginales que se producen en los meses en que la generación por medio de centrales hidráulicas decae y deben entrar en operación las centrales con combustibles fósiles.



**Ilustración 31: Costo Marginal Promedio del SIC-SING para cada escenario.**



**Ilustración 32 Costo Marginal Promedio del SIC para cada escenario.**



**Ilustración 33: Costo Marginal Promedio del SING para cada escenario.**

#### 4.5. COSTO RELATIVO A LA DIVERSIFICACIÓN DEL SISTEMA

A partir del análisis de los planes de obras y los resultados de la diversificación, se logra rescatar que el desacoplamiento entre los escenarios comienza a gestarse desde el 2021. Es por ello que en este apartado analizaremos el costo de aumentar la presencia ERNC el sistema en un periodo de 5 años, considerando el horizonte de evaluación 2021-2025. De esta forma se trabaja con la generación de energía convencional y su porcentaje de participación dentro del sistema, mostrada en las tablas 26, 27 y 28.

**Tabla 26: Generación de energía convencional anual en el SIC-SING para cada escenario.**

<b>GWh</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo 2021-2025</b>
Escenario 1	85.552	88.405	90.684	92.738	94.309	93.770	459.907
Escenario 2	85.552	88.394	90.679	92.751	94.309	93.840	459.973
Escenario 3	85.700	89.945	93.886	96.959	100.418	101.063	482.271
Escenario 4	85.700	89.968	94.159	98.381	102.823	103.903	489.234

**Tabla 27: Generación de energía anual en el SIC-SING para cada escenario.**

<b>GWh</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo 2021-2025</b>
Escenario 1	93.520	97.872	102.105	106.374	110.746	111.776	528.873
Escenario 2	93.520	97.866	102.096	106.377	110.783	111.850	528.973
Escenario 3	93.517	97.847	102.092	106.315	110.653	111.741	528.648
Escenario 4	93.519	97.842	102.069	106.307	110.754	111.812	528.784

**Tabla 28: Porcentaje de participación de la generación de energía convencional dentro de la generación total del sistema.**

<b>Diversificación</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Total Periodo 2021-2025</b>
Escenario 1	91,48%	90,33%	88,81%	87,18%	85,16%	83,89%	86,96%
Escenario 2	91,48%	90,32%	88,82%	87,19%	85,13%	83,90%	86,96%
Escenario 3	91,64%	91,92%	91,96%	91,20%	90,75%	90,44%	91,23%
Escenario 4	91,64%	91,95%	92,25%	92,54%	92,84%	92,93%	92,52%
Diferencia entre máximo y mínimo	0,16%	1,63%	3,44%	5,36%	7,71%	9,04%	5,56%

El costo de disminuir la participación de las centrales convencionales en el sistema a través de la comparación entre el escenario concerniente a la etapa anterior a la promulgación de la Ley 20.698 (escenario 3 o escenario base) con el resto de los escenarios se expresa en la tabla 29. Por

consecuente, se obtiene el costo de aumentar la participación de ERNC en el sistema por unidad de potencia y unidad porcentual de participación.

**Tabla 29: Costo de diversificación por unidad de potencia y unidad porcentual de participación.**

	<b>Diferencia de Energía Producida en Centrales Convencionales c/r al Caso Base en Horizonte 2021-2025 [GWh]</b>	<b>Diferencia Porcentual en la Generación Total de Centrales Convencionales c/r al Caso Base en horizonte 2021-2025</b>	<b>Diferencia de Costos Sistémico c/r al Caso Base [MMUS\$]</b>	<b>Costo de Reducción de Generación de Energía Convencional c/r al Caso Base [US\$/MWh]</b>	<b>Costo de Reducción anual de la Participación de Energía Convencional dentro del SIC-SING c/r al Caso Base [MMUS\$/%]</b>
Escenario 1	22.364	4,27%	1.266	56,60	59,33
Escenario 2	22.298	4,27%	665	29,80	31,12
Escenario 4	6.963	1,29%	-553	-79,46	-85,55

La tabla 29 muestra que el costo anual para que 1 MWh de energía producida por una central convencional en el plan de obras con el marco de la Ley 20.257 sea reemplazada por 1 MWh de ERNC en el contexto de la nueva Ley 20.698 es aproximadamente de 56,60 US\$, mientras que en el caso de un escenario optimista es de un 29,80 US\$. Adicionalmente, para disminuir un punto porcentual el aporte de generación anual de las centrales convencionales en el sistema SIC-SING en el marco de la Ley 20.257 durante el 2021-2025 se debe pagar un costo de 59,33 MMUS\$ (31,22 MMUS\$ en el caso del escenario 2), impulsado por la Ley 20.698.

Por otro lado, también se aprecia que la Ley 20.257 en el plan de obras respectivo con horizonte 2021-2025, incentiva a reducir tan solo un 1,29 % la colaboración de energía producida por centrales convencionales, con un costo anual de 79,46 US\$ para sustituir 1 MWh de energía convencional por energía ERNC. Además, la reducción anual de un punto porcentual de la participación de las centrales convencionales en el sistema durante el 2021-2025 tiene un costo de 85,55 MMUS\$.

## 5. CONCLUSIONES

Esta memoria estudia el impacto generado por la implementación de la nueva Ley 20.698 en el horizonte de evaluación 2014-2025, sobre el mercado eléctrico chileno y la matriz energética nacional ante la eventual interconexión SIC-SING en enero 2021.

En general, a diferencia de la anterior y aún vigente Ley 20.257, la nueva Ley 20.698 considera una obligación mayor con respecto a la obligación del 10% de la primera ley mencionada y se complementa con instrumentos secundarios para suplir la energía ERNC necesaria para cumplir con la obligación.

En general la Ley 20.698 se compone de un conjunto de políticas de fomento, cuyo mecanismo principal es el sistema de obligación de cuota, el cual es apoyado por los sistemas de subasta y de tarifas especiales. De esta forma la ley, a través de la exigencia de cuota, busca fijar un porcentaje de generación ERNC sobre el consumo del sistema, estableciendo una obligación de un 20% a partir de 2025, y que previamente comienza en 2013 con una obligación del 5% que aumenta anualmente hasta 2025. De no cumplirse la obligación se cobra una multa, que una vez recaudada se reparte entre los clientes con contratos que cumplen con la obligación. Por otro lado, el mecanismo de subasta busca prever la porción de generación ERNC faltante para cumplir con la obligación por medio de licitaciones públicas que ofrecen contratos de 10 años con precios estabilizados por un sistema de tarifas especiales. Sin embargo, en las licitaciones solo pueden participar aquellos que oferten un precio no superior al valor, incluso incrementado en hasta un 10%, del costo de desarrollo del proyecto más eficiente en el sistema.

Por consiguiente, la Ley 20.698 fomenta el desarrollo de proyectos ERNC a través de un esquema de competencia entre los generadores de dichas tecnologías, motivando el desarrollo de las centrales menos costosas y, en consecuencia, obtener bajos precios dentro del mercado energético. En definitiva, el sistema de cuotas obligatorias traspasa el riesgo del mercado a los productores ya que estos son susceptibles a la volatilidad del precio de mercado y no existen contratos de por medio. Adicionalmente, el sistema de subasta sólo permite la participación de aquellas tecnologías ERNC más competitivas al fijar un precio máximo para la energía en las licitaciones.

Adicionalmente, se implementan certificados utilizados para acreditar el cumplimiento de cuota. Se genera un incentivo para el desarrollo de tecnología ERNC, ya que crea un mercado en que se excluye la participación de las centrales convencionales, y además, generan un ingreso adicional a la central ERNC.

La actual normativa de fomento a las ERNC en Chile posee un desarrollo selectivo de tecnologías ERNC, al privilegiar las centrales más económicas en desmedro de las tecnologías con menor madurez y de costos elevados, como el caso de las centrales eólicas y solares. Sin embargo, estas tecnologías hasta el día de hoy han mostrado una tendencia a la baja en sus costos, por ello se

espera que puedan participar del proceso de licitación en el futuro cuando alcancen la madurez tecnológica.

En el plan de obras elaborado se aprecia que hasta el año 2020 en forma natural se cumple con la obligación de la normativa vigente, y desde el 2021 es necesario incorporar nuevas centrales ERNC, es decir, que a partir de esta fecha las disposiciones contenidas en la Ley 20.698 regularán la inclusión de nueva ERNC mostrando su real eficacia en el fomento de este tipo de tecnologías.

En el ámbito económico, se analizan 4 escenarios que consideran la eventual interconexión SIC-SING. El costo del sistema en el plan de obras elaborado en este trabajo correspondiente a la actuación de la Ley 20.698 sobre el sistema en el horizonte 2014-2025, es aproximadamente de 25.176 MMUS\$, y en el segundo escenario basado en el ingreso de más geotermia de lo esperado en la matriz energética, este valor desciende a 24.574 MMUS\$. Por otro lado, el tercer escenario que considera la normativa anterior, el costo sistémico es de 23.910 MMUS\$, y en el probable escenario de no existir legislación de fomento a las ERNC, se aproxima a 23.356 MMUS\$. En consecuencia en el escenario con baja penetración de la geotermia, la implementación de la nueva Ley 20.698 genera un costo adicional de 1.266 MMUS\$, siendo este valor equivalente aproximadamente al costo de la central termoeléctrica Punta Alcalde de 740 MW informado en el SEA, cifra esta última, comparable al costo de operación del sistema eléctrico SIC-SING proyectado en el año 2014.

Por otro lado, la nueva ley, entre 2021 y 2025, aumenta en un 4,27 % la participación de generación ERNC en la matriz energética con respecto a la normativa anterior. Se tiene entonces, que el cambio de cada punto porcentual de participación anual de ERNC posee un costo de 59,33 MMUS\$, equivalente a 5 veces el costo de operación de la central Bocamina durante el 2014. Seguidamente, cada MWh de energía producida por fuentes convencionales convertida a ERNC producto de la acción de la nueva ley tiene un costo adicional de 56,6 US\$. Por otro lado, en el escenario con mayor penetración de geotermia, se tiene un costo de 31,1 US\$/MWh.

Una conclusión importante obtenida en esta memoria es que resulta adecuado fijar una nueva cuota obligatoria del 20% al año 2025. Puesto que actualmente no resulta efectivo perdurar con una obligación de cuota del 10%, ya que se tiene al corto plazo un bajo impacto sobre la penetración de ERNC en el sistema. Durante el horizonte de estudio, en forma natural, este déficit es cubierto por el desarrollo de centrales de pasada no convencionales, las cuales son competitivas en el mercado. Entonces, en el plan de obras elaborado dentro del horizonte 2014-2025 la Ley 20.257 no contribuye a regular el mercado a través del fomento de ERNC.

Adicionalmente, la experiencia internacional indica que por lo general se cumplen parcialmente las cuotas obligatorias. Por ello, resulta apropiado establecer un mecanismo secundario como es el sistema de licitaciones que respalde un eventual incumplimiento de la obligación. De esta forma, se incorpora un incentivo adicional al darle garantías al generador por medio de un contrato de 10 años de suministro con un precio preestablecido. En un mercado en que existen condiciones de competencia como el chileno, el sistema de subastas garantiza una rápida caída de

los precios ofertados, resultando ser un mecanismo económicamente eficiente y de sencilla implementación.

Con respecto a los costos marginales, se observa que al aumentar la contribución de ERNC al sistema, se atenúa el alza de los costos marginales en los meses próximos a marzo, en que las centrales hidroeléctricas no disponen de gran régimen fluvial y su generación por lo general debe ser sustituida por centrales a base de combustibles fósiles.

Se debe tener claro que esta investigación no considera la posible reducción de los costos de inversión a través del tiempo de las tecnologías de desarrollo reciente, como tampoco el análisis económico de las externalidades negativas que caracterizan a los combustibles fósiles. Estas consideraciones ocasionan un mayor despliegue de ERNC.

Por otro lado, gracias a la distribución de recursos ERNC en Chile, el desarrollo de ERNC origina inyecciones de pequeños bloques de energía globalmente distribuidos que contribuyen a una inversión marginal menor para aumentar la capacidad de generación y un desplazamiento en el tiempo de inversiones en transmisión troncal y subtransmisión. Junto con esto, se avanza en la independencia energética ya que, como se observa en los resultados, la generación en Chile es en gran parte producida por centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles.

Por último, se puede concluir que por un lado la ley 20.698 tiene como uno de sus fines principales reducir la dependencia energética en términos de combustibles fósiles, fomentando la inclusión de centrales ERNC, pero por el otro lado, en términos de diversificar el sistema, no se observa homogeneidad de participación de las diferentes tecnologías, puesto que se priorizan dentro de dichas tecnologías las de menor costo de desarrollo. Se recomienda por parte del alumno la instauración de nuevos incentivos complementarios de apoyo a la diversificación del sistema, y que de acuerdo a las necesidades del país apoye selectivamente a las tecnologías que aún no alcanzan su madurez. Este apoyo debe ir de la mano con la curva de aprendizaje de cada tecnología, para evitar el sobre financiamiento.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

### MEMORIAS Y TESIS

- [1] KINDERMANN B., JUAN P. 2012. Análisis comparativo de mecanismos de integración de ERNC en sistemas eléctricos. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Ingeniería Eléctrica. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [2] MESSER, NATALIE. 2013. Políticas de fomento para las energías renovables no convencionales (ERNC). Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago, Pontificia Universidad católica de Chile, Escuela de Ingeniería.
- [3] BARONA O., JAVIER I. 2010. Estudio de portafolios de generación ERNC bajo el marco de la ley de fomento 20.257. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [4] CASTAÑEDA R., MÓNICA. 2013. Implicaciones en la seguridad de suministro de los incentivos a las energías renovables en Gran Bretaña. Tesis para otorgar el título de Magister en Ingeniería de Sistemas. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Minas.
- [5] IZQUIERDO A., PIERO F. 2012. Estudio económico del desarrollo de generación del SING periodo 2012-2013. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [6] BASOALTO S., PAULINA A. 2013. Estudio del Impacto de Nuevas Políticas Energéticas en la Generación Solar y Eólica. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [7] ROJAS V., ROMINA P. 2009. Estrategias de Negocios para Grandes Consumidores en el Nuevo Marco Legal de Energías Renovables No Convencionales. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [8] GARRIDO V., DANIEL O. 2008. Evaluación del Impacto Técnico Económico del Proyecto de Ley de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Nacional. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.

## PUBLICACIONES

- [9] REN21. 2014. Renewables 2014 Global STATUS REPORT (Paris: REN21 Secretariat).
- [10] PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD). 2007. Energía renovables y generación eléctrica en Chile. Santiago de Chile.
- [11] SAUMA, ENZO E. 2012. Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Centro de Políticas Públicas UC. Santiago de Chile.
- [12] WOODMAN, B. y MITCHELL, C. 2011. Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. Energy Policy.
- [13] NEWBERY, DAVID. 2013. Evolution of the British electricity market and the role of policy for the low-carbon future.
- [14] GALLEGO, C. J. y VICTORIA, M. 2012. Entiende el mercado eléctrico. El Observatorio Crítico de la Energía.
- [15] GALLEGO, C. J. y VICTORIA, M. 2012. Primas para las energías renovables a coste cero para los consumidores. El Observatorio Crítico de la Energía.
- [16] PALMA B., RODRIGO. JIMÉNEZ E., GUILLERMO. ALARCÓN A., IGNACIO. 2009. Las Energía Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Publicación Comisión Nacional de Energía.
- [17] CADE. 2011. Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico.
- [18] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2014. Informe técnico definitivo: fijación de predio nudo abril 2014 Sistema Interconectado Central (SIC). Santiago, Chile.
- [19] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2014. Informe técnico definitivo: fijación de predio nudo abril 2014 Sistema Interconectado Norte Grande (SING). Santiago, Chile.

## LEYES Y NORMATIVAS

- [18] Ley 19.940. 2014. Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas Para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- [19] Ley 20.018. 2005. Modifica el Marco Normativo del Sector. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

[20] Ley 20.257. 2008. Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

[21] Ley 20.698. 2013. Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

[22] Decreto Supremo N° 244. 2005. Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

#### PÁGINAS WEB

[23] <<http://www.cne.c>>l

[24] <<http://cer.gob.cl>>

[25] <<http://www.minetur.gob.es>> [consulta: 14 de junio 2014]

[26] <<http://www.sea.gob.cl>>

[27]<[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/48336/5115-renewables-obligation-statistics.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48336/5115-renewables-obligation-statistics.pdf)> [consulta: 18 de junio 2014]

[28] <<http://www.minenergia.cl>>

[29] <<http://www.sec.cl>>

[30] <<http://www.cdec-sic.cl>>

[31]<<http://cdec2.cdec-sing.cl>>

[32] <http://www.panelexpertos.cl>

[33] <<http://www.cchen.cl>>

## 7. ANEXOS

### 7.1. ANEXO A

Tabla 30: Características de centrales en estudio.

Central	Tipo	ERNC	Sistema	Barra	Costo de Desarrollo [US\$/MWh]
Hidroeléctrica X Región 03	Pasada	si	SIC	Puerto Montt 220	53,31
Hidroeléctrica IV Región 01	Pasada	si	SIC	Ovalle 110	53,31
Hidroeléctrica X Región 01	Pasada	si	SIC	Osorno 066	53,96
Geotérmica San Gregorio 01	Geotermia	si	SIC	Temuco 220	54,41
Hidroeléctrica VI Región 04	Pasada	no	SIC	Sauzal 110	54,50
Hidroeléctrica VI Región 07	Pasada	no	SIC	Tinguiririca 154	54,50
Hidroeléctrica XIV Región 02	Pasada	no	SIC	Valdivia 220	54,50
Hidroeléctrica VI Región 05	Pasada	no	SIC	Sauzal 110	54,50
Hidroeléctrica VI Región 06	Pasada	no	SIC	Tinguiririca 154	54,50
Hidroeléctrica VI Región 08	Pasada	no	SIC	Tinguiririca 154	54,50
Hidroeléctrica VII Región 01	Pasada	parcial	SIC	Ancoa 220	54,50
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	si	SIC	Ancoa 220	54,50
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	si	SIC	Ancoa 220	54,50
Hidroeléctrica VII Región 04	Pasada	no	SIC	Ancoa 220	54,50
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	si	SIC	Charrúa 220	54,50
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	si	SIC	Charrúa 220	54,50
Hidroeléctrica VIII Región 04	Pasada	si	SIC	Charrúa 220	54,50
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	si	SIC	Charrúa 220	54,50
Módulo 02	Pasada	no	SIC	Lo Aguirre 500	54,50
Módulo 03	Pasada	no	SIC	Lo Aguirre 500	54,50
Módulo 05	Pasada	no	SIC	Lo Aguirre 500	54,50
Módulo 01	Pasada	no	SIC	Lo Aguirre 500	54,50
Módulo 04	Pasada	no	SIC	Lo Aguirre 500	54,50
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	si	SIC	Calabozo 220	55,55
Geotérmica Calabozo 02	Geotermia	si	SIC	Calabozo 220	55,55
Geotérmica Calabozo 03	Geotermia	si	SIC	Calabozo 220	55,55
Geotérmica Calabozo 04	Geotermia	si	SIC	Calabozo 220	55,55
Geotérmica Chillan 01	Geotermia	si	SIC	Charrúa 220	55,55
Geotérmica Copihue	Geotermia	si	SIC	Charrúa 220	55,55
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	si	SIC	Colbún 220	55,55
Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	si	SIC	Colbún 220	55,55
Geotérmica Potrerillos 03	Geotermia	si	SIC	Colbún 220	55,55
Geotérmica Santa Antonia	Geotermia	si	SIC	Charrúa 220	55,55

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>ERNC</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>	<b>Costo de Desarrollo [US\$/MWh]</b>
Geotérmica Santa Sonia	Geotermia	si	SIC	Itahue 154	55,55
Geotérmica Tinguiririca 01	Geotermia	si	SIC	San Fernando 154	55,55
Geotérmica Tinguiririca 02	Geotermia	si	SIC	San Fernando 154	55,55
Geotérmica Laguna del Maule 01	Geotermia	si	SIC	Colbún 220	55,55
Geotérmica Laguna del Maule 02	Geotermia	si	SIC	Colbún 220	55,55
Geotérmica Pellado	Geotermia	si	SIC	Ancoa 220	55,55
Geotérmica San Gregorio 02	Geotermia	si	SIC	Temuco 220	55,55
Central Des.For. VIII Región 02	Biomasa	si	SIC	Arauco 066	73,50
Central Des.For. VIII Región 04	Biomasa	si	SIC	Arauco 066	73,50
Central Des.For. VIII Región 01	Biomasa	si	SIC	Arauco 066	73,50
Central Des.For. VIII Región 03	Biomasa	si	SIC	Arauco 066	73,50
Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	si	SIC	Itahue 154	73,60
Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	si	SIC	Itahue 154	73,60
Central Des.For. VII Región 01	Biomasa	si	SIC	Itahue 154	74,14
Central Des.For. VII Región 04	Biomasa	si	SIC	Itahue 154	74,14
Carbón VIII Región 01	Carbón	no	SIC	Charrúa 220	75,83
Carbón Cardones 01	Carbón	no	SIC	Cardones 220	77,64
Carbón Maitencillo 02	Carbón	no	SIC	Maitencillo 220	77,64
Carbón Maitencillo 03	Carbón	no	SIC	Maitencillo 220	77,89
Carbón V Región 02	Carbón	no	SIC	Nogales 220	78,19
Carbón Pan de Azúcar 01	Carbón	no	SIC	Pan de Azúcar 220	78,34
Carbón Puerto Montt 01	Carbón	no	SIC	Puerto Montt 220	78,34
Carbón Pan de Azúcar 02	Carbón	no	SIC	Pan de Azúcar 220	78,57
Carbón Pan de Azúcar 03	Carbón	no	SIC	Pan de Azúcar 220	78,57
Carbón V Región 01	Carbón	no	SIC	Nogales 220	78,57
Cardones CC I	GNL	no	SIC	Cardones 500	99,09
Maitencillo CC I	GNL	no	SIC	Maitencillo 500	99,09
Charrúa CC I	GNL	no	SIC	Charrúa 500	100,39
Taltal CC GNL	GNL	no	SIC	Paposo 220	108,95
Quintero CC GNL	GNL	no	SIC	San Luis 220	114,74
Eólica Concepción 01	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,17
Eólica Concepción 02	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,17
Eólica Concepción 03	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,17
Eólica Concepción 04	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,17
Eólica Concepción 05	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,22
Eólica Concepción 06	Eólica	si	SIC	Concepción 220	115,22
Solar SIC I	Solar	si	SIC	Diego de Almagro 110	127,56
Eólica IV Región 03	Eólica	si	SIC	Los Vilos 220	128,12
Eólica IV Región 01	Eólica	si	SIC	Pan de Azúcar 220	128,15
Eólica IV Región 06	Eólica	si	SIC	Los Vilos 220	128,15

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>ERNC</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>	<b>Costo de Desarrollo [US\$/MWh]</b>
Eólica IV Región 02	Eólica	si	SIC	Pan de Azúcar 110	128,18
Eólica IV Región 04	Eólica	si	SIC	Los Vilos 220	128,33
Eólica IV Región 05	Eólica	si	SIC	Pan de Azúcar 110	128,33
Eólica IV Región 07	Eólica	si	SIC	Los Vilos 220	128,56
Eólica IV Región 08	Eólica	si	SIC	Pan de Azúcar 220	128,56
Eólica IV Región 09	Eólica	si	SIC	Pan de Azúcar 220	128,56
Eólica III Región 01	Eólica	si	SIC	Carrera Pinto 220	139,16
Eólica III Región 02	Eólica	si	SIC	Carrera Pinto 220	139,16
Eólica III Región 03	Eólica	si	SIC	Carrera Pinto 220	139,16
Eólica III Región 04	Eólica	si	SIC	Maitencillo 220	139,16
Eólica III Región 05	Eólica	si	SIC	Maitencillo 220	139,16
Geotérmica Apacheta 01	Geotermia	si	SING	Calama 110	55,36
Geotérmica Pampa Lirima 02	Geotermia	si	SING	Cerro Colorado 110	55,36
Geotérmica Polloquere 01	Geotermia	si	SING	Chapiquiña 066	55,36
Geotérmica Polloquere 02	Geotermia	si	SING	Chapiquiña 066	55,36
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	si	SING	Cerro Colorado 110	55,36
Geotérmica Puchuldiza 02	Geotermia	si	SING	Cerro Colorado 110	55,36
Geotérmica Puchuldiza 03	Geotermia	si	SING	Cerro Colorado 110	55,36
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	si	SING	Collahuasi 220	55,36
Geotérmica Apacheta 02	Geotermia	si	SING	Calama 110	55,36
MEJILLONES I	Carbón	no	SING	Chacaya 220	86,17
MEJILLONES II	Carbón	no	SING	Chacaya 220	86,17
MEJILLONES III	Carbón	no	SING	Chacaya 220	86,17
TARAPACA II	Carbón	no	SING	Tarapacá 220	86,17
TARAPACA I	Carbón	no	SING	Tarapacá 220	86,46
TARAPACA III	Carbón	no	SING	Tarapacá 220	87,16
MEJILLONES I GNL	GNL	no	SING	Chacaya 220	98,73
Solar SING I	Solar	si	SING	Pozo Almonte 220	123,44
Solar SING II	Solar	si	SING	Lagunas 220	123,44
Solar SING III	Solar	si	SING	Parinacota 220	123,44
Solar SING IV	Solar	si	SING	Lagunas 220	123,44
Solar SING V	Solar	si	SING	Laberinto 220	123,44
EOLICO SING I	Eólica	si	SING	Laberinto 220	140,17
EOLICO SING II	Eólica	si	SING	Lagunas 220	140,17
EOLICO SING III	Eólica	si	SING	Lagunas 220	140,17

## 7.2. ANEXO B

El ITD de abril 2014 elaborado por la CNE [18] [19] se cita textualmente a continuación:

Se define el OSE2000, como un modelo multimodal multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos, que utiliza el método de optimización, simulación conocida como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

- Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro al presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un programa lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses, para cada etapa.
- A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa.
- La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas. El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, que las primeras etapas pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

La operación se realiza para un horizonte definido, lo cual implica definir una proyección de demandas y un programa de obras de generación-transmisión.

El modelo incluye la representación de los convenios de riego tanto de la cuenca del Maule, VII Región, como del Laja, en la VIII Región.

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando hasta un máximo de 5 tramos.

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Se toma en cuenta la tasa de indisponibilidad forzada reduciendo la potencia disponible, y se detalla el programa de mantenimiento.

Para las centrales hidroeléctricas en general, el modelo utiliza una estadística hidrológica ingresada por el usuario.

### 7.3. ANEXO C

Los supuestos utilizados en el ITD de abril 2014 son:

- Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural y que no están asociados a la construcción de las plantas de regasificación, se consideró un valor adicional de 0,12 US\$/MBtu a los valores proyectados de GNL por costos de regasificación. Se considera una capacidad de 9,5 Mm<sup>3</sup>/día la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera.
- Las estadísticas de afluentes se ha representado a través de caudales mensuales para las 53 hidrologías a partir de abril de 1960, agregándose 3 afluentes sintéticos, en concordancia con el procedimiento aplicado al resto de las centrales hidroeléctricas utilizadas en la modelación.
- Se han utilizado como factor de planta, cercano al 30% para parques eólicos y solares y de 95% para centrales geotérmicas.
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.

## 7.4. ANEXO D

El costo de desarrollo (C.D) se define como el precio que incurre una central específica en vender su energía para cubrir todos sus costos durante su vida útil, incluyendo la recuperación de la inversión. Por otra parte, el VAN de una central eléctrica se define como:

$$VAN = -Inversión + VP(Ingresos - Costos - impuesto) + VP(Valor Residual)$$

En donde:

VAN: Valor actual neto.

Impuesto: se refiere al impuesto a la renta.

VP: Valor presente.

Por lo tanto, el costo de desarrollo es el costo de venta de la energía cuando el VAN es igual a cero. Además, considerando la operación de la central durante toda su vida útil se fija el valor residual igual a cero. De esta forma, la expresión anterior queda:

$$0 = -Inversión + VP(Ingresos - Costos - Impuesto)$$

Se define la inversión como:

$$Inversión = Costo Unitario de Inversión \cdot Capacidad Instalada + Inversión Adicional$$

La inversión adicional se refiere, por ejemplo en el caso de centrales que utilizan carbón, al costo incurrido por el desarrollo de los puertos, necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón, o los costos de los equipos de mitigación ambiental.

En tanto el ingreso percibido por la central:

$$Ingreso = Ingreso por Energía + Ingreso por Potencia$$

$$Ingreso por Energía = C.D \cdot Factor de Planta \cdot Capacidad Instalada \cdot (8760 \text{ horas})$$

$$Ingreso por Potencia = Precio Básico de la Potencia \cdot Potencia Firme \cdot 12$$

En donde la potencia firme es calculada a través de la multiplicación entre la capacidad instalada y el factor característico correspondiente a la respectiva tecnología, determinado por medio del análisis de las potencias firmes de todas las centrales publicadas en los CDEC.

Continuando, el precio básico de la potencia corresponde a la establecida en los ITD de abril 2014. Estas se exponen en la tabla 31, en donde el subsistema SIC Norte corresponde a las barras troncales localizadas entre Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV, mientras que el subsistema SIC Centro Sur a las localizadas entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV.

**Tabla 31: Precio Básico de la Potencia.**

<b>Ubicación Central</b>	<b>Precio Básico de la Potencia [US\$/MW/mes]</b>
Subsistema SIC Norte	9926,90
Subsistema SIC Centro Sur	8370,10
SING	8614,20

Por otro lado, el costo se constituye del costo fijo (C.F) y el costo variable (C.V):

$$\text{Costo} = C.V \cdot \text{Factor de Planta} \cdot \text{Capacidad Instalada} \cdot (8760 \text{ horas}) + C.F$$

$$C.V = \text{Costo Combustible} \cdot \text{Consumo Específico} + \text{Costo Variable No Combustible}$$

$$C.F = \text{COMA} + \text{Peaje por transmisión}$$

En el caso del impuesto a la renta:

$$\text{Impuesto} = \text{Tasa de Impuesto} \cdot (\text{Ingresos} - \text{Costos} - \text{Depreciación})$$

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Vida Útil}}$$

Siendo el valor de la tasa de impuesto equivalente a un 20%.

Finalmente, como se explica en la sección 3.1.1 de esta memoria, el valor presente es equivalente a ponderar inversamente los flujos de caja por el factor de recuperación de capital (FRC).

$$\frac{1}{FRC} = \frac{(1+r)^N - 1}{(1+r)^N \cdot r}$$

Considerando en este estudio:

N=Vida útil de la central.

r=Tasa de descuento de un 10%.

De esta forma:

$$0 = -Inversión + \frac{1}{FRC} (Ingresos - Costos - impuesto)$$

$$\Rightarrow Ingresos = FRC \cdot Inversión + Costo + Impuesto$$

Por último, despejando se llega a la expresión del costo de desarrollo:

$$C.D = \frac{FRC \cdot Inversión + Costo + Impuesto - Ingreso por Portencia}{Factor de Planta \cdot Capacidad Instalada \cdot (8760 \text{ horas})}$$

## 7.5. ANEXO E

### 7.5.1. PLAN DE OBRAS ITD ABRIL 2014

Tabla 32: Plan de obras ITD 2014.

Central	Tipo	Fecha entrada	Potencia [MW]	Sistema	Barra
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20	SIC	Ancoa 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
Eólica IV Región 01	Eólica	ene-21	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-21	50	SIC	Concepción 220
Central Des.For. VII Región 01	Biomasa	ene-21	15	SIC	Itahue 154
Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	ene-21	10	SIC	Itahue 154
Solar SING I	Solar	ene-21	150	SING	Pozo Almonte 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	mar-21	20	SIC	Charrúa 220
EOLICO SING I	Eólica	mar-21	50	SING	Laberinto 220
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50	SING	Collahuasi 220
Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	jul-21	10	SIC	Itahue 154
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	jul-21	40	SIC	Calabozo 220
Central Des.For. VIII Región 01	Biomasa	jul-21	9	SIC	Arauco 066
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20	SIC	Ancoa 220
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50	SIC	Los Vilos 220
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	ene-22	40	SIC	Colbún 220
EOLICO SING II	Eólica	jun-22	200	SING	Lagunas 220
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50	SIC	Los Vilos 220
Eólica Concepción 04	Eólica	jul-22	50	SIC	Concepción 220
Eólica Concepción 05	Eólica	jul-22	50	SIC	Concepción 220
Eólica IV Región 05	Eólica	jul-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	sep-22	40	SIC	Colbún 220
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40	SING	Cerro Colorado 110
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	ene-23	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	ene-23	20	SIC	Charrúa 220
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50	SIC	Los Vilos 220
Geotérmica Calabozo 02	Geotermia	ene-23	40	SIC	Calabozo 220
Eólica Concepción 06	Eólica	ene-23	50	SIC	Concepción 220
Solar SING II	Solar	may-23	150	SING	Lagunas 220
Eólica IV Región 07	Eólica	jul-23	50	SIC	Los Vilos 220
Eólica IV Región 08	Eólica	jul-23	50	SIC	Pan de Azúcar 220

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500

### 7.5.2. PLAN DE OBRAS ESCENARIO 1

**Tabla 33: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario pesimista del desarrollo de geotermia.**

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha Entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20	SIC	Ancoa 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-21	50	SIC	Concepción 220
Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	ene-21	10	SIC	Itahue 154
Geotérmica Apacheta 01	Geotermia	abr-21	40	SING	Calama 110
Solar SING I	Solar	abr-21	200	SING	Pozo Almonte 220
EOLICO SING I	Eólica	may-21	50	SING	Laberinto 220
Central Des.For. VIII Región 01	Biomasa	jun-21	9	SIC	Arauco 066
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50	SING	Collahuasi 220
Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	jul-21	10	SIC	Itahue 154
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	jul-21	40	SIC	Calabozo 220
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Eólica Concepción 05	Eólica	dic-21	50	SIC	Concepción 220
Hidroeléctrica VII Región 01	Pasada	ene-22	30	SIC	Ancoa 220
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20	SIC	Ancoa 220
Eólica IV Región 08	Eólica	ene-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Eólica IV Región 03	Eólica	abr-22	50	SIC	Los Vilos 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50	SIC	Los Vilos 220
EOLICO SING II	Eólica	ago-22	200	SING	Lagunas 220
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Eólica IV Región 01	Eólica	oct-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Eólica IV Región 05	Eólica	oct-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40	SING	Cerro Colorado 110
Eólica IV Región 09	Eólica	nov-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Hidroeléctrica X Región 01	Pasada	ene-23	15	SIC	Osorno 066
Hidroeléctrica X Región 03	Pasada	ene-23	7	SIC	Puerto Montt 220

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha Entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50	SIC	Los Vilos 220
Geotérmica Tinguiririca 01	Geotermia	ene-23	40	SIC	San Fernando 154
Geotérmica Calabozo 02	Geotermia	ene-23	40	SIC	Calabozo 220
Central Des.For. VII Región 01	Biomasa	ene-23	15	SIC	Itahue 154
Eólica IV Región 07	Eólica	jul-23	50	SIC	Los Vilos 220
Solar SING II	Solar	ago-23	150	SING	Lagunas 220
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500
Central Des.For. VIII Región 03	Biomasa	ene-24	9	SIC	Arauco 066
Central Des.For. VIII Región 02	Biomasa	ene-24	8	SIC	Arauco 066
Central Des.For. VII Región 04	Biomasa	ene-24	15	SIC	Itahue 154
Eólica Concepción 02	Eólica	ene-24	50	SIC	Concepción 220
Eólica Concepción 04	Eólica	ene-24	50	SIC	Concepción 220
Geotérmica Santa Sonia	Geotermia	ene-24	40	SIC	Itahue 154
Geotérmica Tinguiririca 02	Geotermia	ene-24	40	SIC	San Fernando 154
Eólica Concepción 06	Eólica	ene-24	50	SIC	Concepción 220
Eólica Concepción 03	Eólica	ene-24	50	SIC	Concepción 220
EOLICO SING III	Eólica	mar-24	100	SING	Lagunas 220
Solar SING III	Solar	mar-24	200	SING	Parinacota 220
Solar SING V	Solar	mar-24	200	SING	Arica 066
Hidroeléctrica VIII Región 04	Pasada	ene-25	20	SIC	Charrúa 220
Central Des.For. VIII Región 04	Biomasa	ene-25	8	SIC	Arauco 066
Solar SING IV	Solar	ene-25	100	SING	Lagunas 220
Eólica III Región 01	Eólica	ene-25	50	SIC	Carrera Pinto 220
Eólica III Región 02	Eólica	ene-25	50	SIC	Carrera Pinto 220
Eólica III Región 03	Eólica	ene-25	50	SIC	Carrera Pinto 220
Eólica III Región 04	Eólica	ene-25	50	SIC	Maitencillo 220
Eólica III Región 05	Eólica	ene-25	50	SIC	Maitencillo 220
Solar SIC I	Solar	feb-25	150	SIC	Diego de Almagro 110

### 7.5.3. PLAN DE OBRAS ESCENARIO 2

Tabla 34: Plan de obras con normativa vigente (ejecución de leyes 20.257 y 20.698) en un escenario optimista del desarrollo de geotermia.

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha Entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20	SIC	Ancoa 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-21	50	SIC	Concepción 220

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha Entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	ene-21	10	SIC	Itahue 154
Solar SING I	Solar	ene-21	150	SING	Pozo Almonte 220
EOLICO SING I	Eólica	mar-21	50	SING	Laberinto 220
Geotérmica Apacheta 01	Geotermia	abr-21	40	SING	Calama 110
Central Des.For. VIII Región 01	Biomasa	jun-21	9	SIC	Arauco 066
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50	SING	Collahuasi 220
Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	jul-21	10	SIC	Itahue 154
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	jul-21	40	SIC	Calabozo 220
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Eólica Concepción 05	Eólica	dic-21	50	SIC	Concepción 220
Hidroeléctrica VII Región 01	Pasada	ene-22	30	SIC	Ancoa 220
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20	SIC	Ancoa 220
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50	SIC	Los Vilos 220
Eólica IV Región 08	Eólica	ene-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	jun-22	20	SIC	Charrúa 220
EOLICO SING II	Eólica	jun-22	200	SING	Lagunas 220
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50	SIC	Los Vilos 220
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Eólica IV Región 01	Eólica	oct-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Eólica IV Región 05	Eólica	oct-22	50	SIC	Pan de Azúcar 110
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40	SING	Cerro Colorado 110
Eólica IV Región 09	Eólica	nov-22	50	SIC	Pan de Azúcar 220
Hidroeléctrica X Región 01	Pasada	ene-23	15	SIC	Osorno 066
Hidroeléctrica X Región 03	Pasada	ene-23	7	SIC	Puerto Montt 220
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50	SIC	Los Vilos 220
Geotérmica Tinguiririca 01	Geotermia	ene-23	40	SIC	San Fernando 154
Geotérmica Calabozo 02	Geotermia	ene-23	40	SIC	Calabozo 220
Central Des.For. VII Región 01	Biomasa	ene-23	15	SIC	Itahue 154
Solar SING II	Solar	abr-23	150	SING	Lagunas 220
Eólica IV Región 07	Eólica	ago-23	50	SIC	Los Vilos 220
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500
Central Des.For. VIII Región 03	Biomasa	ene-24	9	SIC	Arauco 066
Central Des.For. VIII Región 02	Biomasa	ene-24	8	SIC	Arauco 066
Central Des.For. VII Región 04	Biomasa	ene-24	15	SIC	Itahue 154
Geotérmica San Gregorio 01	Geotermia	ene-24	9,4	SIC	Temuco 220
Geotérmica Santa Sonia	Geotermia	ene-24	40	SIC	Itahue 154
Geotérmica Tinguiririca 02	Geotermia	ene-24	40	SIC	San Fernando 154
Geotérmica Pampa Lirima 02	Geotermia	ene-24	40	SING	Cerro Colorado 110

Central	Tipo	Fecha Entrada	Potencia [MW]	Sistema	Barra
Geotérmica Puchuldiza 02	Geotermia	ene-24	40	SING	Cerro Colorado 110
Geotérmica Apacheta 02	Geotermia	mar-24	60	SING	Calama 110
EOLICO SING III	Eólica	mar-24	100	SING	Lagunas 220
Solar SING III	Solar	mar-24	180	SING	Parinacota 220
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	ene-25	40	SIC	Colbún 220
Geotérmica San Gregorio 02	Geotermia	ene-25	70	SIC	Temuco 220
Geotérmica Pellado	Geotermia	ene-25	25	SIC	Ancoa 220
Geotérmica Calabozo 04	Geotermia	ene-25	40	SIC	Calabozo 220

### 7.5.4. PLAN DE OBRAS ESCENARIO 3

Tabla 35: Plan de obras con normativa anterior (ejecución de Ley 20.257 y exclusión de Ley 20.698).

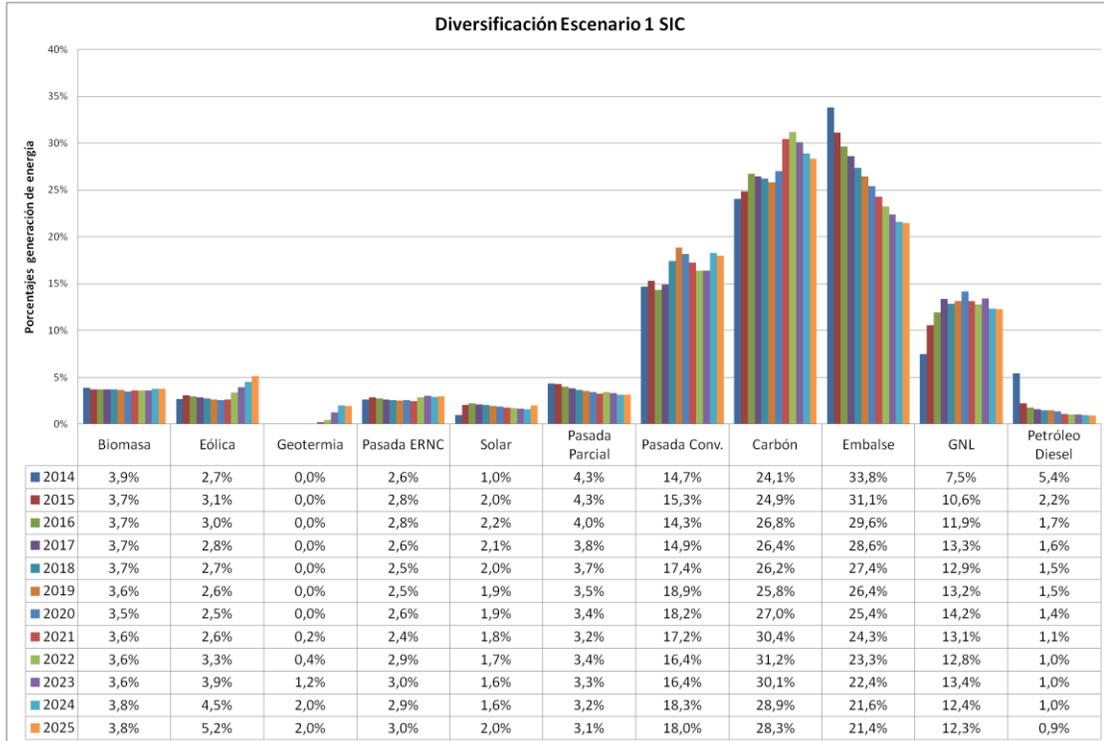
Central	Tipo	Fecha Entrada	Potencia [MW]	Sistema	Barra
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
TARAPACA I	Carbón	feb-21	160	SING	Tarapacá 220
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	nov-21	20	SIC	Ancoa 220
Hidroeléctrica VII Región 01	Pasada	ene-22	30	SIC	Ancoa 220
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20	SIC	Ancoa 220
Carbón Pan de Azúcar 01	Carbón	may-22	330	SIC	Pan de Azúcar 220
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Hidroeléctrica X Región 01	Pasada	ene-23	15	SIC	Osorno 066
Hidroeléctrica X Región 03	Pasada	ene-23	7	SIC	Puerto Montt 220
Geotérmica Apacheta 01	Geotermia	ene-23	40	SING	Calama 110
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	ene-23	50	SING	Collahuasi 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	jun-23	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	jun-23	20	SIC	Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	jun-23	20	SIC	Charrúa 220
Carbón Cardones 01	Carbón	oct-23	342	SIC	Cardones 220
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500
Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	ene-24	10	SIC	Itahue 154
Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	ene-24	10	SIC	Itahue 154
EOLICO SING I	Eólica	feb-24	50	SING	Laberinto 220
EOLICO SING II	Eólica	jun-24	200	SING	Lagunas 220
Solar SING I	Solar	jun-24	150	SING	Pozo Almonte 220
Carbón V Región 01	Carbón	dic-24	330	SIC	Nogales 220
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-25	50	SIC	Los Vilos 220

### 7.5.5. PLAN DE OBRAS ESCENARIO 4

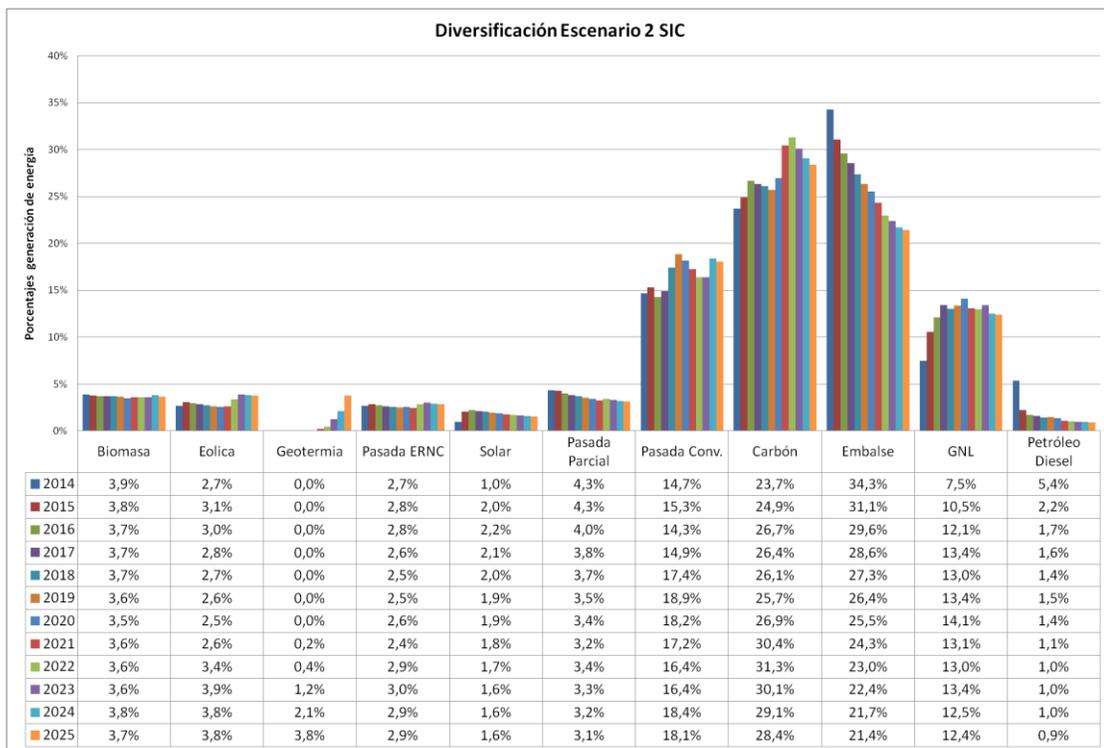
**Tabla 36: Plan de obras compuesto por un programa de inversiones de centrales con la tecnología de base más económica en la actualidad (centrales carboneras).**

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fecha Entrada</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Sistema</b>	<b>Barra</b>
Taltal CC GNL	GNL	ene-17	120	SIC	Paposo 220
Carbón VIII Región 01	Carbón	jul-20	343	SIC	Charrúa 220
TARAPACA I	Carbón	feb-21	190	SING	Tarapacá 220
Carbón Maitencillo 02	Carbón	jul-21	342	SIC	Maitencillo 220
Carbón Pan de Azúcar 01	Carbón	feb-22	250	SIC	Pan de Azúcar 220
Quintero CC GNL	GNL	sep-22	120	SIC	San Luis 220
Carbón Cardones 01	Carbón	ene-23	342	SIC	Cardones 220
Módulo 05	Pasada	nov-23	360	SIC	Lo Aguirre 500
Carbón V Región 02	Carbón	feb-24	300	SIC	Nogales 220
Carbón Maitencillo 03	Carbón	ene-25	250	SIC	Maitencillo 220

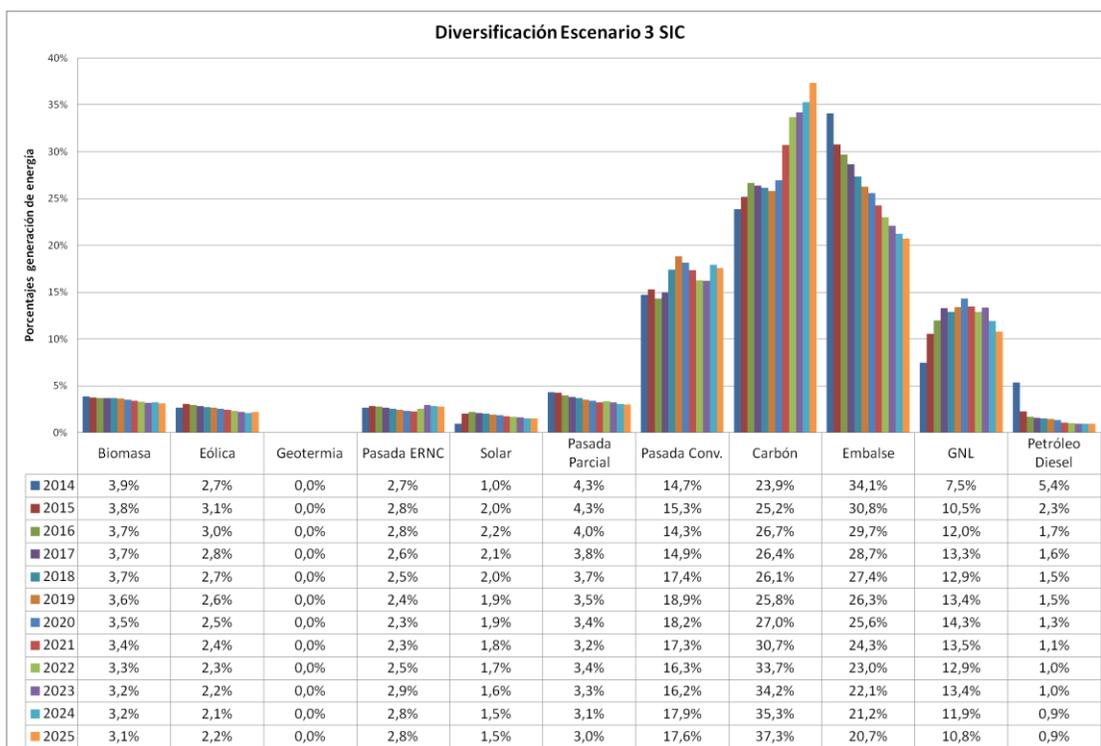
## 7.6. ANEXO F



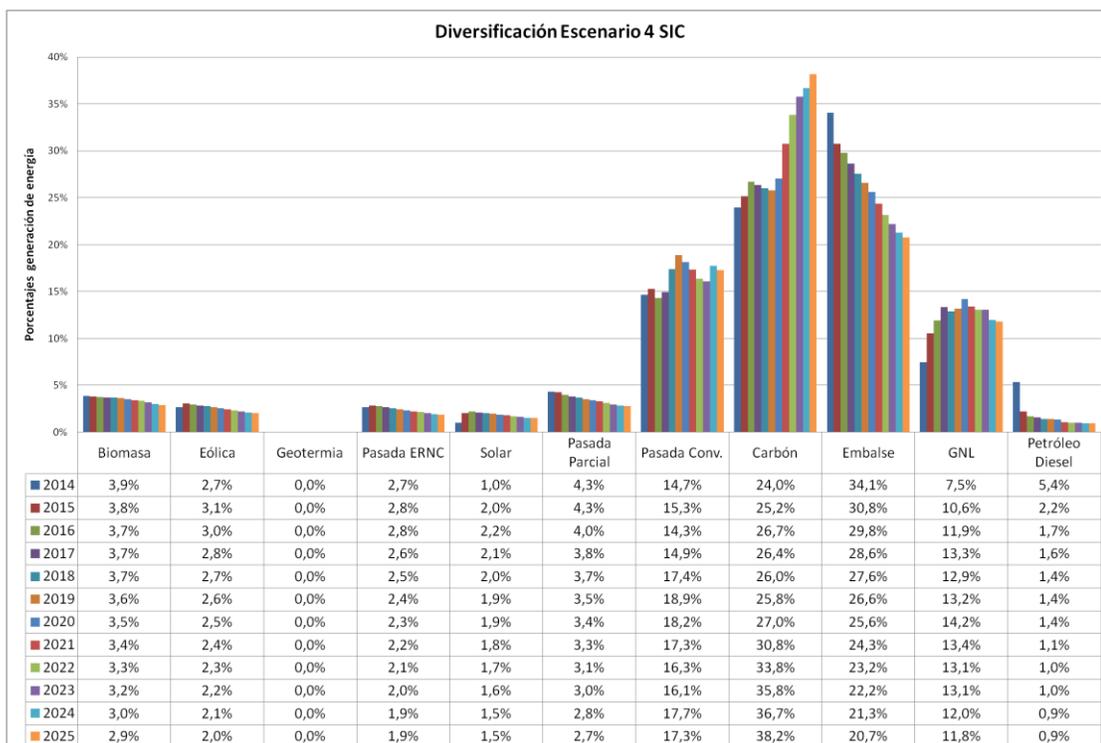
**Ilustración 34: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SIC.**



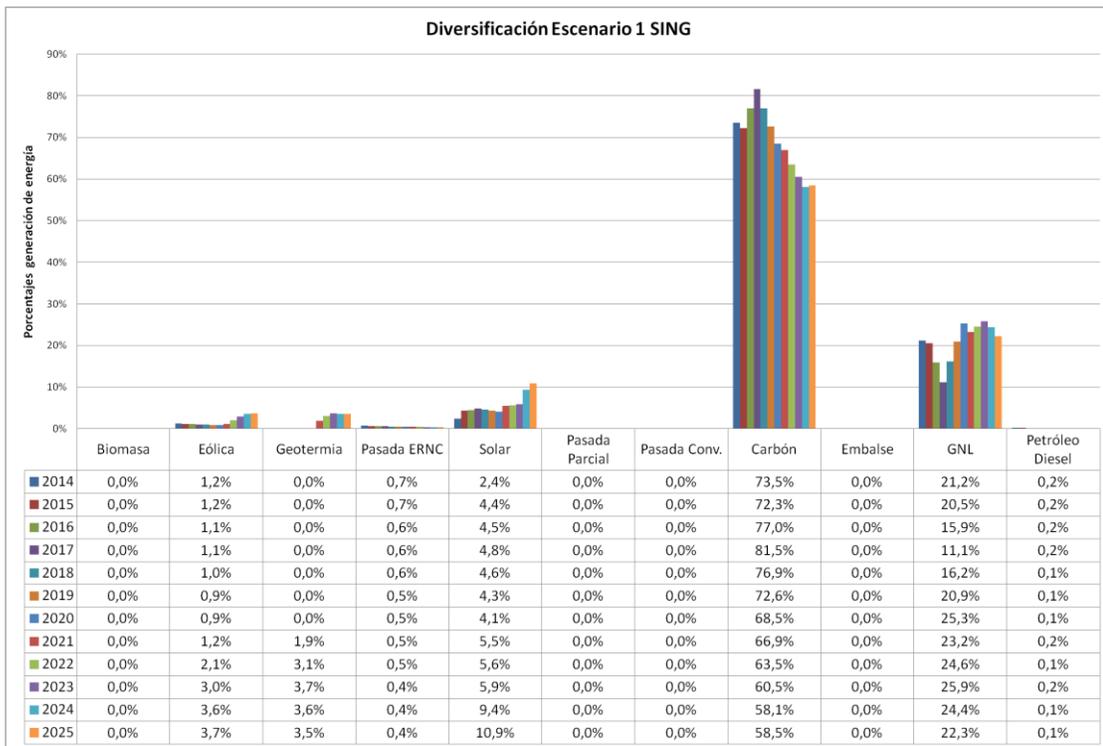
**Ilustración 35: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SIC.**



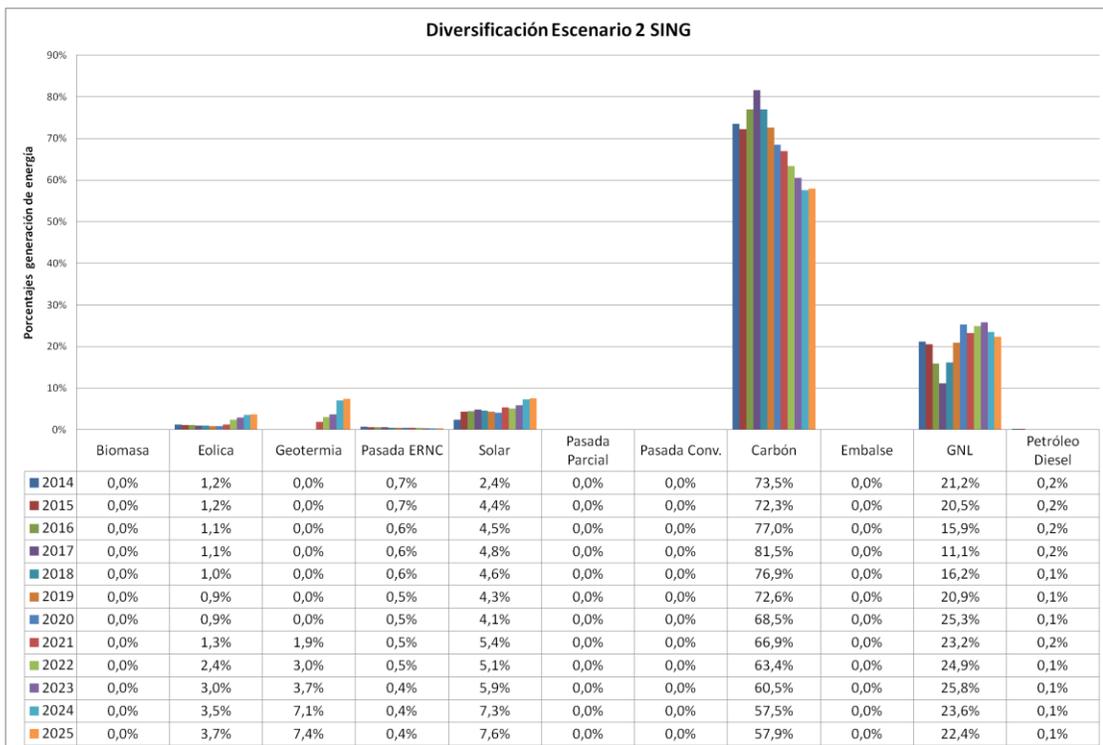
**Ilustración 36: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SIC.**



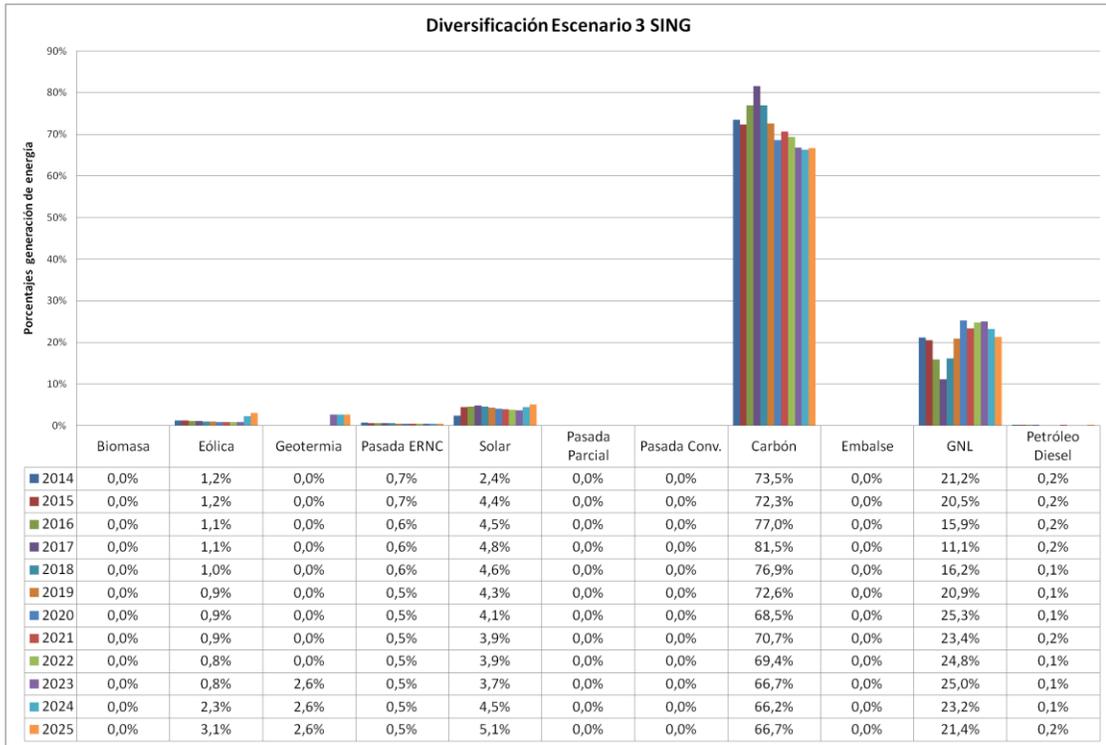
**Ilustración 37: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SIC.**



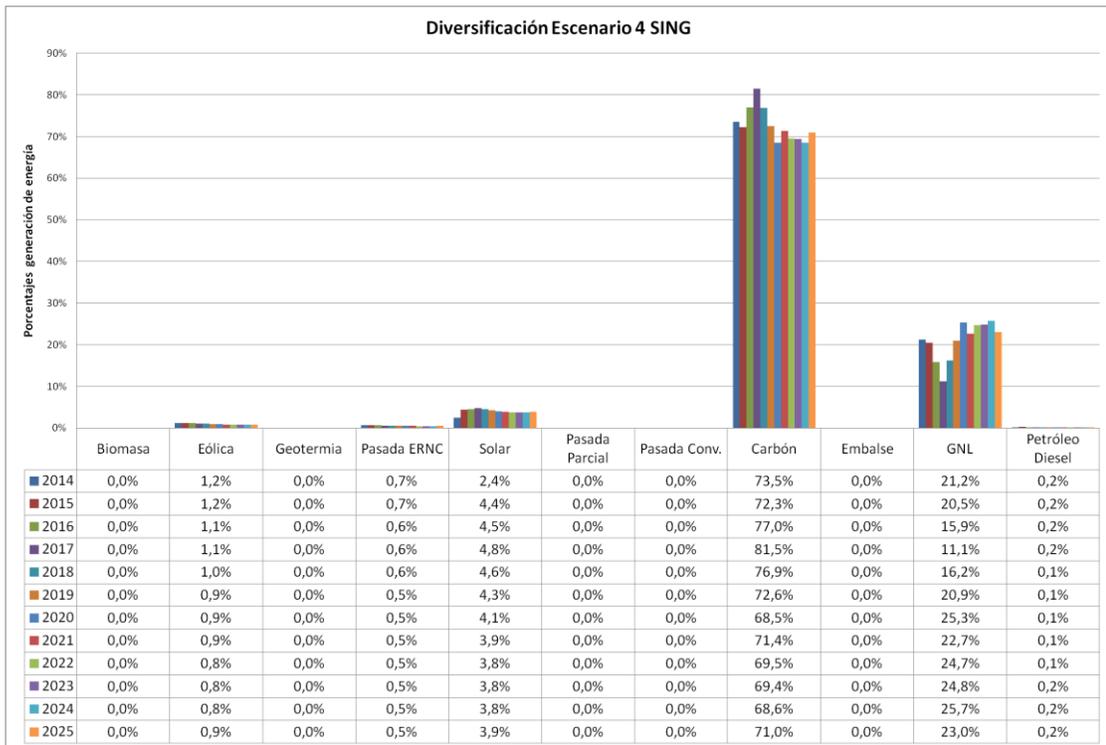
**Ilustración 38: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 1 en el SING.**



**Ilustración 39: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 2 en el SING.**

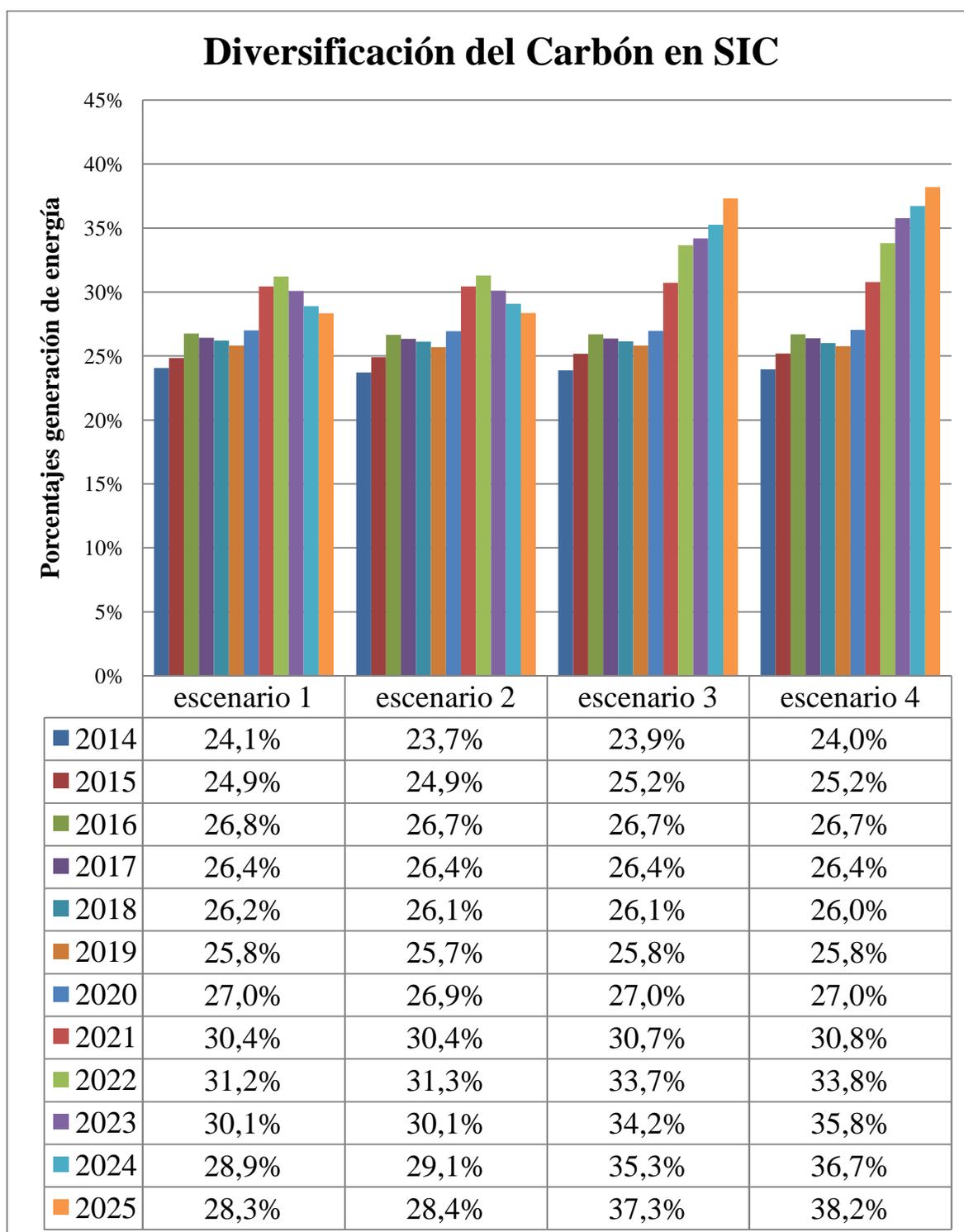


**Ilustración 40: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 3 en el SING.**



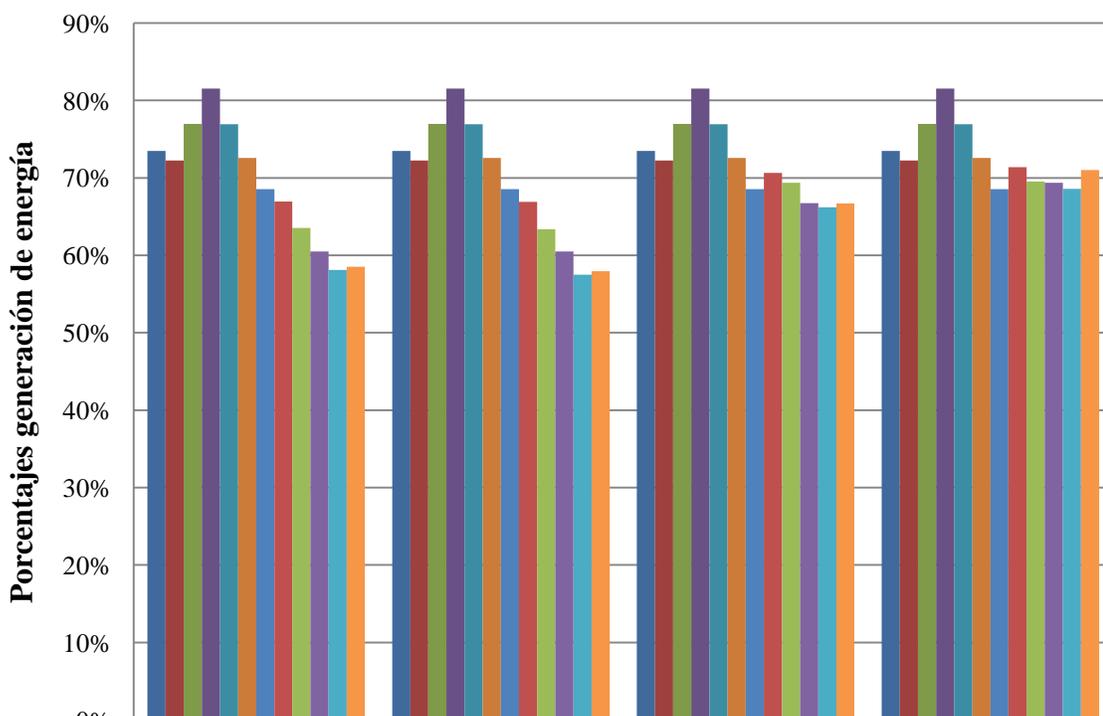
**Ilustración 41: Diversificación expresado en participación de generación porcentual del Escenario 4 en el SING.**

### 7.6.1. SITUACIÓN DE TECNOLOGÍA A BASE DE CARBÓN



**Ilustración 42: Diversificación SIC expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario.**

## Diversificación del Carbón en SING



	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4
2014	73,5%	73,5%	73,5%	73,5%
2015	72,3%	72,3%	72,3%	72,3%
2016	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%
2017	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%
2018	76,9%	76,9%	76,9%	76,9%
2019	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%
2020	68,5%	68,5%	68,5%	68,5%
2021	66,9%	66,9%	70,7%	71,4%
2022	63,5%	63,4%	69,4%	69,5%
2023	60,5%	60,5%	66,7%	69,4%
2024	58,1%	57,5%	66,2%	68,6%
2025	58,5%	57,9%	66,7%	71,0%

**Ilustración 43: Diversificación SIC-SING expresado en participación porcentual de generación de energía a partir del carbón en cada escenario.**

7.6.2. SITUACIÓN DE TECNOLOGÍA A BASE DE ENERGÍA SOLAR

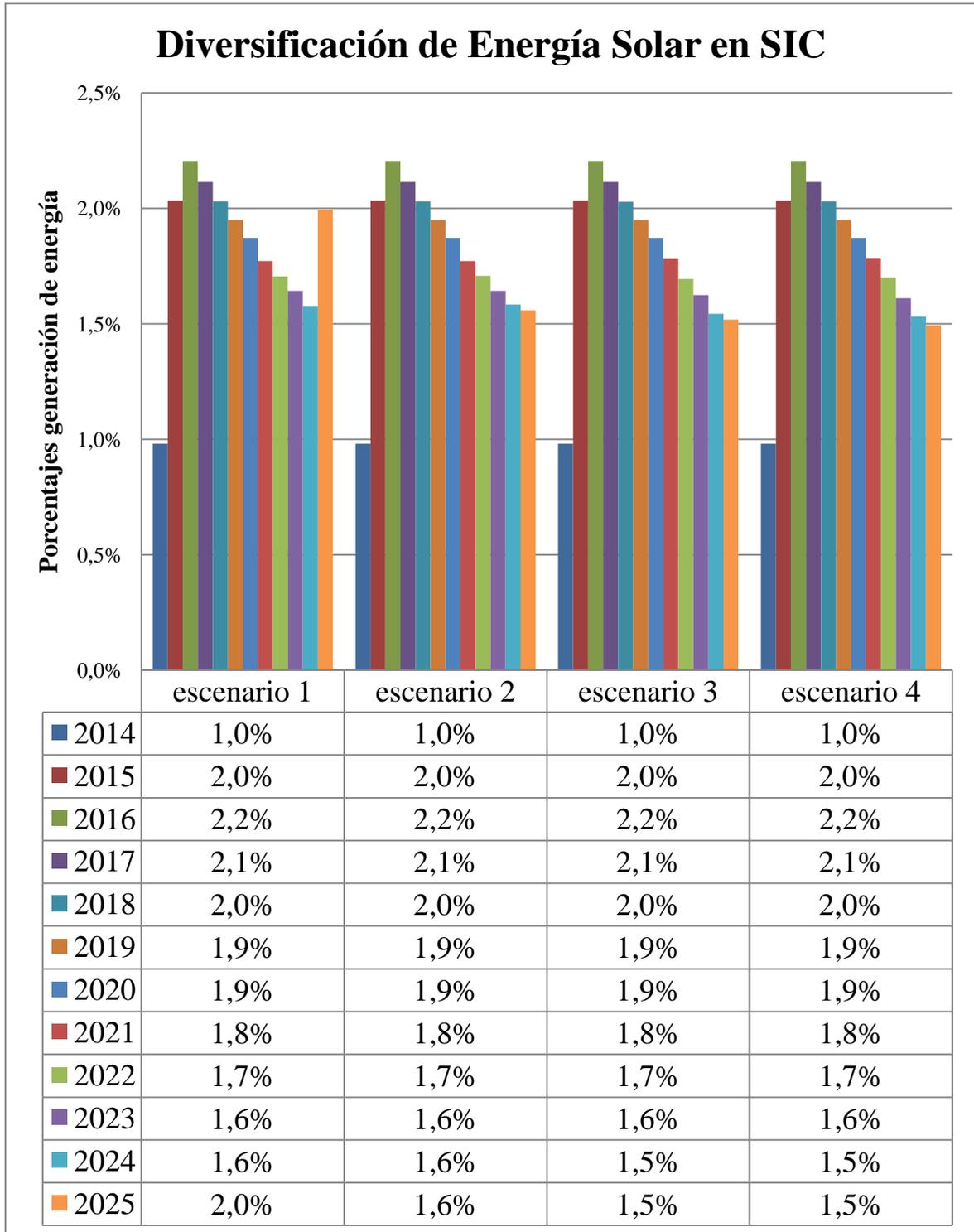
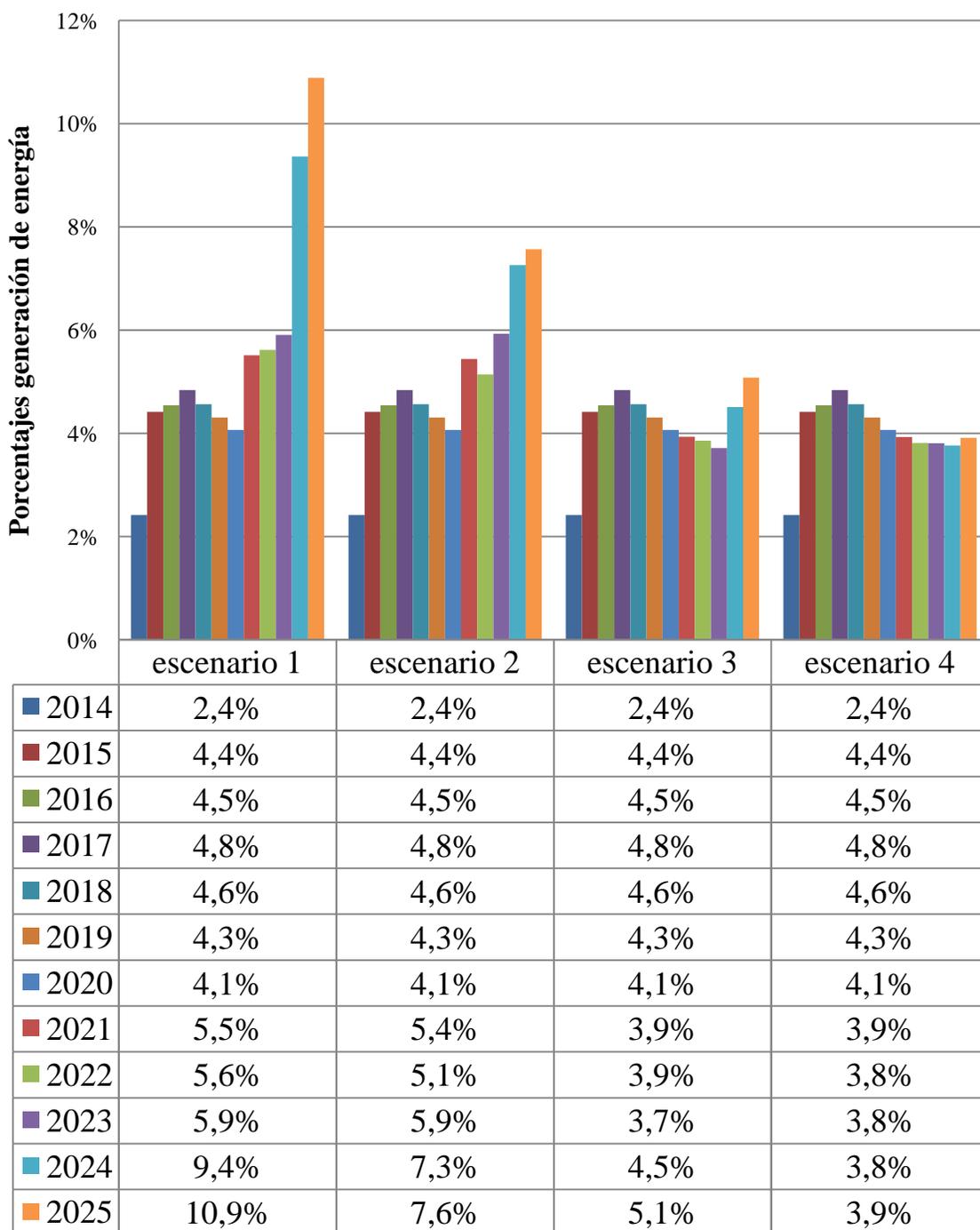


Ilustración 44: Diversificación SIC expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario.

## Diversificación de Energía Solar en SING



**Ilustración 45: Diversificación SING expresado en participación de generación porcentual de la energía solar en cada escenario.**

7.6.3. SITUACIÓN DE TECNOLOGÍA A BASE DE ENERGÍA EÓLICA

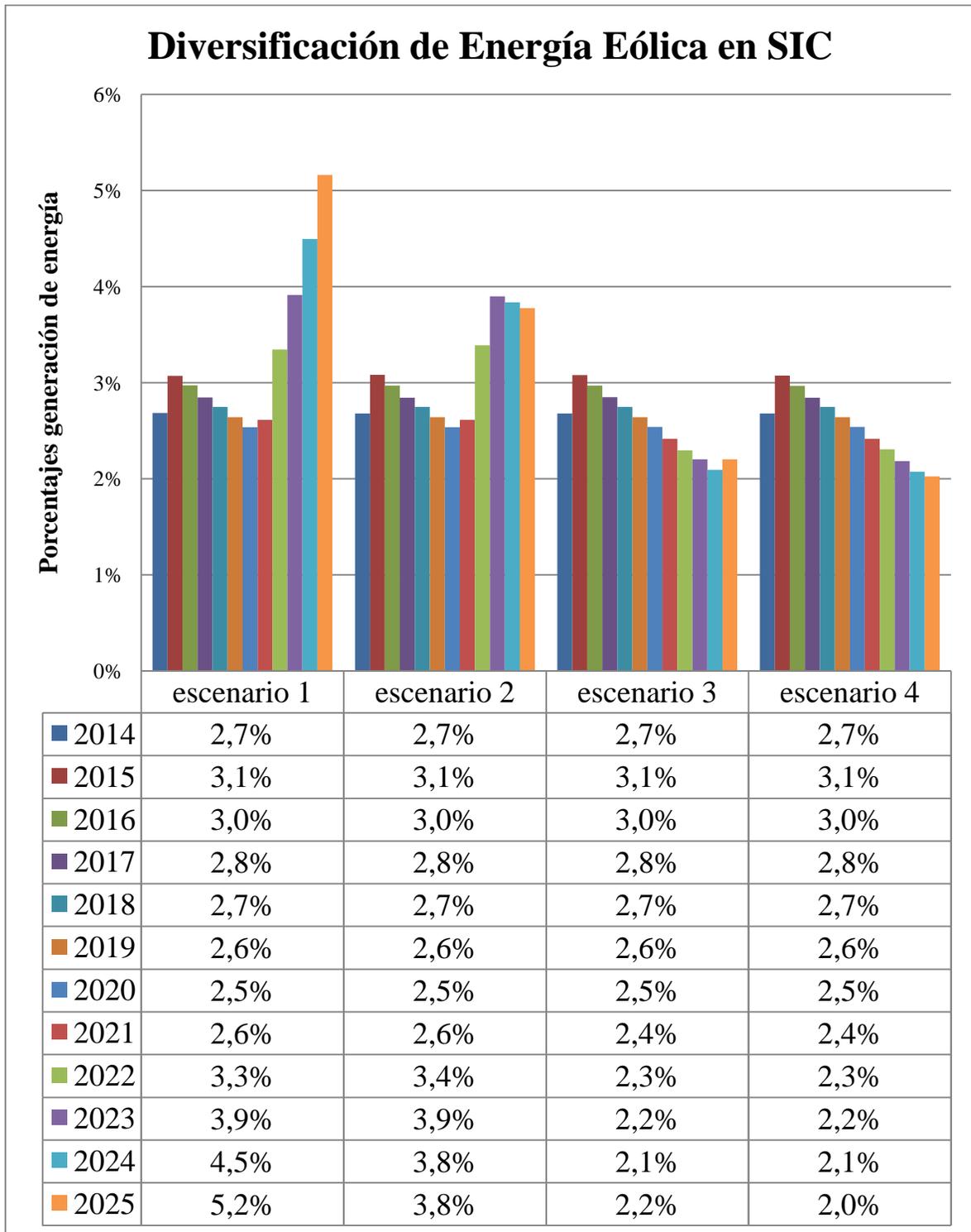
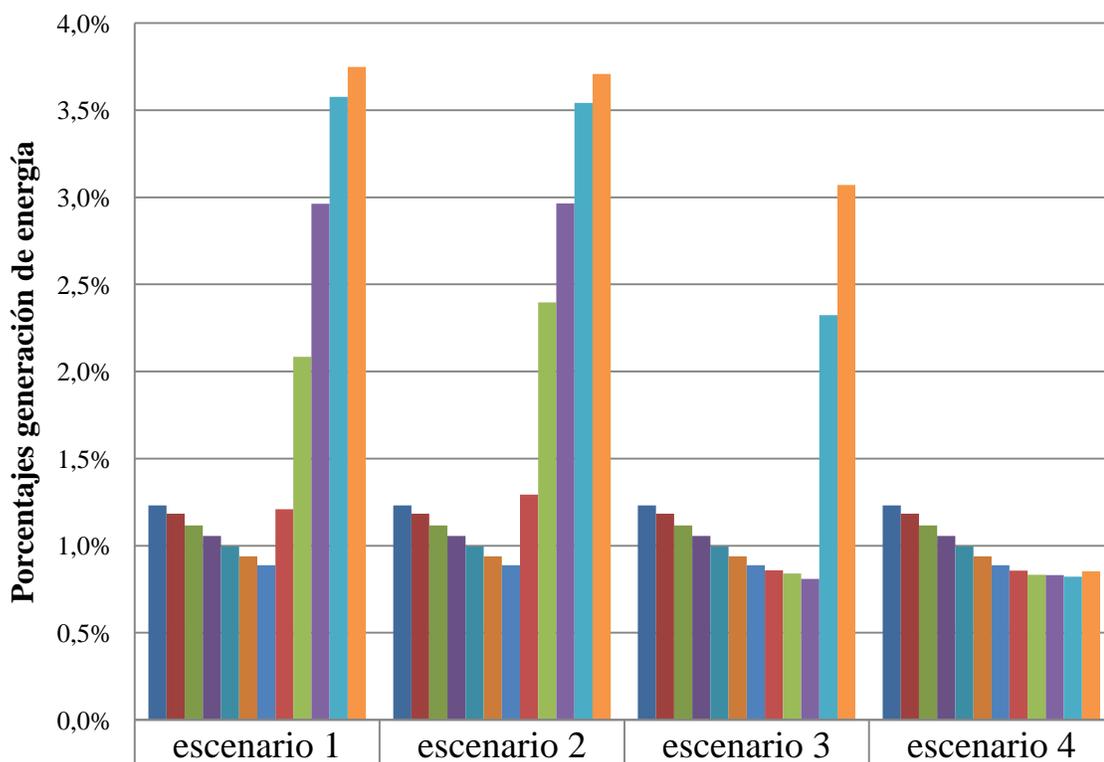


Ilustración 46: Diversificación SIC expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario.

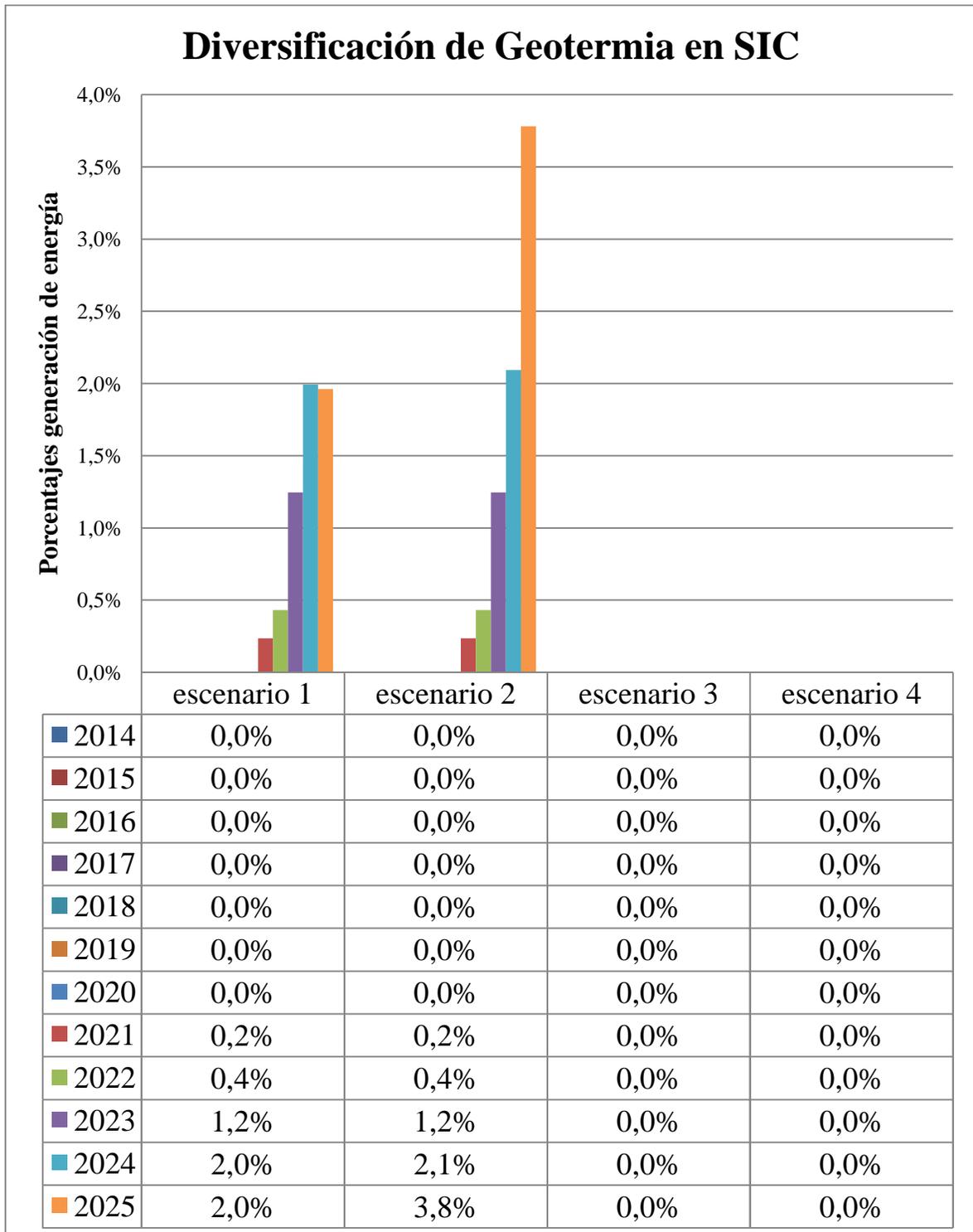
## Diversificación de Energía Eólica en SING



	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4
2014	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
2015	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
2016	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
2017	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
2018	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
2019	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
2020	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
2021	1,2%	1,3%	0,9%	0,9%
2022	2,1%	2,4%	0,8%	0,8%
2023	3,0%	3,0%	0,8%	0,8%
2024	3,6%	3,5%	2,3%	0,8%
2025	3,7%	3,7%	3,1%	0,9%

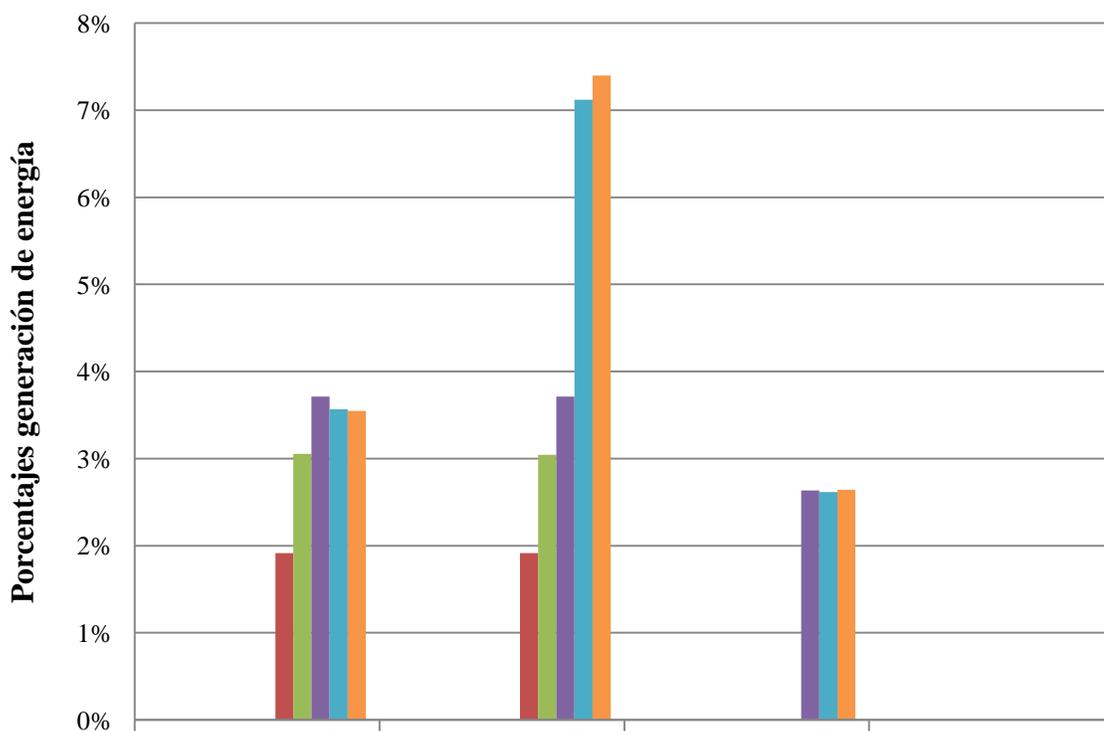
**Ilustración 47: Diversificación SING expresado en participación de generación porcentual de la energía eólica en cada escenario.**

#### 7.6.4. SITUACIÓN TECNOLOGÍA A BASE DE GEOTERMIA



**Ilustración 48: Diversificación SIC expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario.**

## Diversificación de Geotermia en SING



	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4
■ 2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2018	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2019	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2020	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ 2021	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%
■ 2022	3,1%	3,0%	0,0%	0,0%
■ 2023	3,7%	3,7%	2,6%	0,0%
■ 2024	3,6%	7,1%	2,6%	0,0%
■ 2025	3,5%	7,4%	2,6%	0,0%

**Ilustración 49: Diversificación SING expresado en participación porcentual de generación de energía geotérmica en cada escenario.**