

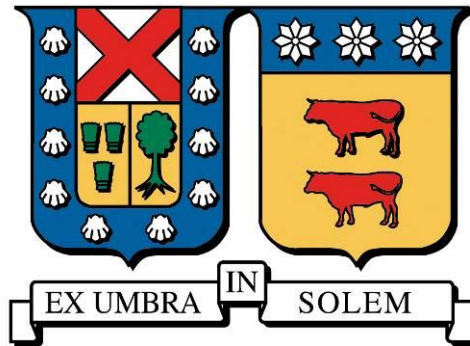
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“IMPACTO EN LA ESTRUCTURA DEL
MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
POR UN INCREMENTO EN LA
PENETRACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO
EN LA MATRIZ ENERGÉTICA DE CHILE”**

Gastón Subiabre Prato

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2016



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“IMPACTO EN LA ESTRUCTURA DEL
MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
POR UN INCREMENTO EN LA
PENETRACIÓN DE GAS NATURAL
LICUADO EN LA MATRIZ ENERGÉTICA DE
CHILE”**

Tesina de grado presentada por

Gastón René Subiabre Prato

Como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía

Ing. Marco Mancilla Ayacan

Profesor Correferente

Ing. Francisco Aguirre Leo

Profesor Invitado

Mg. Abogado Francisco Agüero Vargas

Julio 2016

TITULO DE LA TESIS:

IMPACTO EN LA ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR UN INCREMENTO EN LA PENETRACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO EN LA MATRIZ ENERGÉTICA DE CHILE

AUTOR:

Gastón René Subiabre Prato

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Marco Mancilla Ayacan.....

Ing. Francisco Aguirre Leo.....

Mg. Abogado Francisco Agüero Vargas

Santiago, Chile. Julio de 2016

RESUMEN

El gas natural licuado surgió como una alternativa de combustible para generación eléctrica viable, luego de las restricciones de gas natural desde Argentina y su posterior total suspensión del suministro. Posteriormente, en el contexto de la agenda energética de Chile, se planteó como capaz de sustituir al diésel como combustible de generación eléctrica y elemento clave para reducir los costos marginales de generación eléctrica, otorgándole un papel preponderante en la futura matriz energética de Chile.

En el presente estudio se busca identificar el nivel de penetración que tendría el gas natural licuado como combustible de generación eléctrica en un horizonte de 10 años. Para esto se analizó el mercado de generación eléctrica en Chile, en cuanto al desarrollo de tecnologías de generación, como aspectos estructurales que lo caracterizan, analizando la posible existencia de prácticas anticompetitivas que pudieran estar presente y que afectaría el grado de competitividad de este mercado.

Existen numerosos proyectos de generación intensivos en gas natural, que está en duda su real concreción, considerando el incremento en la demanda eléctrica, un sistema interconectado único, una nueva ley de transmisión eléctrica y costos futuros de generación, entre otros.

En este estudio se intentó identificar aquellas variables que podrían ser determinantes para identificar el real desarrollo de la generación eléctrica intensiva en gas natural licuado, elaborando escenarios posibles en base a estas variables y con ello concluir el grado de penetración que podría tener el gas natural licuado y por lo tanto, también los actuales y futuros terminales de regasificación en Chile.

Palabras Claves: Gas Natural Licuado, Carbón, Diésel, ERNC, Screaming Curves, Generación Eléctrica, Mercado, Oligopolio, Competitividad.

ABSTRACT

Liquefied natural gas emerged as an alternative fuel for viable electrical generation after natural gas restrictions from Argentina and all subsequent suspension of supply. Later, in the context of the Energy Agenda of Chile, she was raised as able to replace diesel as fuel for electricity generation and a key element to reduce marginal power generation costs, giving it a leading role in the future energy matrix of Chile.

In the present study sought to identify the level of penetration that would liquefied natural gas as fuel for electricity generation in a horizon of 10 years. For this, the power generation market in Chile was analyzed for the development of generation technologies, such as structural aspects that characterize it, analyzing the possible existence of anticompetitive practices that may be present and would affect the degree of competition in this market.

There are numerous projects of generation that are intensive in natural gas, which is in doubt its actual concretion, considering the increase in electricity demand, a single interconnected system, a new law on electricity transmission and future generation costs, among others.

This study attempted to identify those variables that could be critical to identify the actual development of intensive power generation liquefied natural gas, developing scenarios based on these variables and thus conclude the degree of penetration that could have liquefied natural gas and therefore also the current and future regasification plants in Chile.

Keywords: Liquefied Natural Gas, Coal, Diesel, ERNC, Screaming Curves, Power Generation, Market, Oligopoly, Competitiveness

GLOSARIO

DFL	:	Decreto con Fuerza de Ley
GN	:	Gas Natutal
GNL	:	Gas Natural Licuado
CDEC:		Centro de Despacho Económico de Carga
SIC	:	Sistema Interconectado Central
SING	:	Sistema Interconectado del Norte Grande
CNE	:	Comisión Nacional de Energía
kW	:	Kilo Watt
kWh	:	Kilo Watt hora
MW	:	Mega Watt
MWh	:	Mega Watt hora
GW	:	Giga Watt
GWh	:	Giga Watt hora
kV	:	Kilovoltio
C°	:	Grados Celcius
ERNC:		Energías Renovables no Convencionales
m³	:	Metros cúbicos
USD	:	Dólares de Estados Unidos de América
ITD	:	Informe Técnico Definitivo
CV	:	Costos Variables
CF	:	Costos Fijos
CI	:	Costos de Inversión
CC	:	Ciclo Combinado
GNLQ:		GNL Quintero
GNLC:		GNL Chile
GNLM:		GNL Mejillones
FSRU:		Floating Storage and Regasification Units
M	:	Miles
MM	:	Millones

SPA	:	Sale and Purchase Agreement
GSA	:	Gas sales agreement
TUA	:	Terminal Use Agreement
ADP	:	Annual delivery program
CPI	:	Consumer Price Indexes
BTU	:	British thermal unit
GNC	:	Gas Natural Comprimido
SIEA	:	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

CONTENIDO

RESUMEN	4
ABSTRACT	5
GLOSARIO	6
1. INTRODUCCION	13
2. OBJETIVOS	15
2.1. Objetivo General	15
2.2. Objetivos Parciales	15
3. MARCO GENERAL DE CONTEXTO.	16
3.1. Sistema Eléctrico Chileno	16
3.2. Gas Natural (GN) y Gas Natural Licuado (GNL)	21
3.3. Aplicaciones del Gas Natural	25
3.4. Regulación del Mercado Eléctrico y Gas Natural	26
3.5. Evolución Histórica del GN y GNL en Chile	28
3.6. Tecnologías de Generación Eléctrica	31
4. METODOLOGÍA Y BASE TEORICA	33
4.1. Metodología Propuesta	33
4.2. Estado del Arte	34
4.3. Organización Industrial	37
4.4. Teoría de Juegos y Mercados Oligopólicos	40
4.5. Screening Curves	47
5. MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE	48
5.1. Caracterización del mercado de generación eléctrica	48
5.2. Interacciones estratégicas en mercado de generación eléctrica	70
5.3. GNL como combustible de generación eléctrica	73

5.4. Estructuras de incentivos para incumbentes y nuevos entrantes	75
6. MERCADO DE TERMINALES DE REGASIFICACIÓN DE GNL	76
6.1. Caracterización del mercado de Terminales de Regasificación	76
7. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE COMPETITIVIDAD	86
8. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS Y ESTRUCTURAS DE MERCADO	95
9. CONCLUSIONES FINALES	110
10. BIBLIOGRAFÍA	112

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1: Componentes gas natural	21
Tabla 5-1: Costos de inversión por tecnología de generación	52
Tabla 5-2: Costos variables por tecnología de generación	53
Tabla 5-3: Datos construcción Screening Curves	53
Tabla 6-1: Tarifas servicios de regasificación y comercialización GNLQ	79
Tabla 6-2: Tarifas servicios contrato base GNLM	81
Tabla 6-3: Tarifas Servicios Adicionales	81
Tabla 7-1: Proyección demanda energía eléctrica	87
Tabla 7-2: Proyección precio GNL	87
Tabla 7-3: Proyección precio carbón térmico	88
Tabla 7-4: Proyección precio crudo Brent	88
Tabla 7-5: Datos screening curve base diciembre 2015	89
Tabla 7-6: Datos escenario GNL desplaza carbón por CV	89
Tabla 7-7: Datos escenario GNL desplaza carbón por	90
Tabla 7-8: Datos escenario carbón desplaza a GNL por CI	91
Tabla 7-9: Datos escenario base diciembre 2025	91
Tabla 7-10: Datos escenario GNL desplaza carbón CV. 2025	93
Tabla 7-11: Datos escenario GNL desplaza carbón CI. 2025	93
Tabla 7-12: Datos escenario carbón desplaza GNL CI. 2025	94

Tabla 8-1: Capacidad Instalada generación eléctrica.	96
Tabla 8-2: Proyección capacidad instalada 2025.....	96
Tabla 8-3: Escenario 2025 año húmedo y sin restricciones.....	98
Tabla 8-4: Escenario 2025 año húmedo y sin carbón, solares y eólicas	99
Tabla 8-5: Escenario 2025 año seco y sin restricciones	101
Tabla 8-6: Escenario 2025 año seco y sin carbón	101
Tabla 8-7: Escenario 2025 año seco y sin carbón, solar y eólicas.....	102
Tabla 8-8: Participación en la generación eléctrica 2015.....	105
Tabla 8-9: Proyectos generación GNL.....	106

INDICE DE FIGURAS

Figura 3-1: Mercado Eléctrico Chileno.....	17
Figura 3-2: Agentes del Mercado Eléctrico	17
Figura 3-3: Torres de perforación de los pozos	22
Figura 3-4: Tanquero GNL Autosostenido.	23
Figura 3-5: Tanquero GNL Membrana	24
Figura 3-6: Entidades del Sector Publico	26
Figura 3-7: Responsabilidades Entidades Públicas	27
Figura 4-1: Forma Normal o Juegos Simultáneos.....	41
Figura 4-2: Forma Extensiva o Juegos Secuenciales	42
Figura 4-3: Equilibrio Modelo de Cournot.....	44
Figura 4-4: Equilibrio Modelo de Bertrand.....	45
Figura 4-5: Equilibrio Modelo Stackelberg	45
Figura 4-6: Modelo Conceptual Screening Curves.	48
Figura 4-7: Competitividad entre tecnologías y curvas de carga.	48
Figura 5-1: Concenteración de mercado empresas independientes.....	49
Figura 5-2: Concenteración de mercado grupos de empresas	50
Figura 5-3: Curvas de Concentración Mercado Generacion Eléctrica	51
Figura 5-4: Combustibles generación eléctrica en Chile Año 2015.....	51
Figura 5-5: Screening Curves Tecnologías Generación SIC y SING	54
Figura 5-6: Curvas de carga generación térmica SIC + SING	54

Figura 5-7: Evaluación precios combustible generación eléctrica.....	55
Figura 5-8: Evolución precios SIC.....	68
Figura 5-9: Evolución precios SING.....	69
Figura 5-10: Esquema centrales de generación de ciclo abierto.....	73
Figura 5-11: Esquema centrales generación ciclo combinado.....	74
Figura 6-1: Costos transporte de gas natural.....	77
Figura 6-2: Estructura de propiedad GNLQ y GNLC.....	78
Figura 6-3: Estructura de propiedad GNLM.....	80
Figura 6-4: Terminal FSRU(Floating Storage and Regasification Units).	82
Figura 6-5: Costos cadena de valor gas natural.....	83
Figura 6-6: Evolución reservas – producción GN argentino.....	84
Figura 6-7: Evolución producción y demanda de GN argentino.....	85

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A: Sistemas Eléctricos en Chile.....	116
ANEXO B: Procesos Terminal Importadora de GNL.....	117
ANEXO C: Evolución de Leyes, Sector Eléctrico.....	118
ANEXO D: Marco Normativo Distribución GN por Redes.....	119
ANEXO E: Evolución y Proyección Capacidad Generación GN.....	121
ANEXO F: Grupos Interés que se Oponen a Proyectos.....	122
ANEXO G: Capacidad Instalada SIC y Proyectos SEIA.....	122
ANEXO H: Capacidad Instalada SING y Proyectos SEIA.....	123
ANEXO I: Vigencia Contratos Clientes Libres.....	125
ANEXO J: Analisis Escenario Base a diciembre 2015.....	126
ANEXO K: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CV.....	127
ANEXO L: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CI.....	128
ANEXO M: Escenario Carbón Desplaza GNL por Reducción en CI.....	129
ANEXO N: Escenario Base a diciembre 2025 y Proyección de Costos.....	130
ANEXO O: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CV.....	131
ANEXO P: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción CI.....	132
ANEXO Q: Escenario Carbón Desplaza GNL por en CI.....	133

ANEXO R: Proyectos Generación Eléctrica en Construcción	134
ANEXO S: Generación GNL en Operación, Construcción y Proyectada	135
ANEXO T: Desarrollo de todos los proyectos y año húmedo.....	136
ANEXO U: Escenario 2025 año húmedo, sin carbón, solares y eólicas	137
ANEXO V: Desarrollo de todos los proyectos y año seco.....	138
ANEXO W: Restricción a la generación en base a carbón y año seco	139
ANEXO X: Restricciones carbón, solares, eólicas proyectadas y año seco ..	140

1. INTRODUCCION

La generación eléctrica en Chile, se caracterizó por ser hídrica gran parte del siglo XX en el centro y sur de Chile y térmica basada en carbón y diésel en el norte. Sin embargo, durante los últimos veinte años del pasado siglo, se observaron períodos de escasas hídrica y altos costos de generación térmica basada en diésel y centrales a carbón poco eficientes. Situación que motivo a los gobiernos chilenos de la época a buscar integraciones energéticas con países vecinos, y es así como se vio en el gas natural argentino un combustible económico, eficiente y limpio. El que desde el año 1997 se comenzó a importar, gracias a la suscripción de un protocolo de acuerdo de integración gasífera entre Chile y Argentina, el que propició importantes inversiones en infraestructura de generación, a través de la construcción de centrales de ciclo combinado o adecuación de centrales que operaban en base a diésel.

Sin embargo, el suministro de gas natural desde Argentina fue decayendo paulatinamente desde el año 2004 para ser completamente discontinuado en el año 2013, lo que ocasionó fuertes incrementos en los costos marginales de generación, por la necesidad de volver a la generación térmica en base a

carbón y diésel en años de baja pluviometría. Esta situación, provocó nuevamente cambios en las estructuras de mercado de generación eléctrica en Chile, al adecuarse a la nueva situación de precios y disponibilidad de combustibles. El gobierno de Chile buscó resolver el problema con una propuesta de largo plazo que pusiera fin a la dependencia de Chile respecto del gas natural argentino. En el año 2009 comenzó la importación de Gas Natural Licuado (GNL), el que es transportado licuado en buques, regasificado en Chile y suministrado en estado gaseoso. La incorporación del GNL ha sido patrocinada por el gobierno de Chile, participando en inversiones en terminales de regasificación mediante empresas del estado, como Enap y Codelco en asociación con privados.

El Gobierno de Chile, ha situado al GNL como uno de los pilares de la política energética de Chile y como sustituto del diésel a nivel industrial y en generación de electricidad. Lo que permite inferir que la actual penetración del GNL en la matriz energética de Chile, se vería incrementada por la construcción de nuevos terminales de regasificación y/o la ampliación de los actualmente en operación.

Sin embargo, para que se logre una mayor penetración de GNL, debe incrementarse la participación de tecnologías de generación eléctrica que utilicen gas natural como combustible en Chile, para lo cual deben producir a costos competitivos en relación a las otras tecnologías maduras de generación eléctrica presente en el mercado chileno. Para lograr determinar el grado de competitividad del GNL como combustible de generación, se analizarán las tecnologías maduras de generación y sus costos, como también la interacción estratégica ente los participantes en estos mercados y los posibles efectos en la estructura de los mercados de generación eléctrica y de terminales de regasificación.

En el capítulo 3 se presentará el contexto general del tema central de la presente tesis, donde se describe el sistema eléctrico chileno, características, usos y logística del gas natural y gas natural licuado, descripción de los terminales de gasificación presentes en Chile, caracterización de las tecnologías maduras de generación eléctrica, contexto de los aspectos regulatorios del mercado eléctrico y gas natural y evolución histórica del gas natural y gas natural en Chile. En el capítulo 4, se planteará la metodología a aplicar en la presente tesis y la base teórica en que se sustenta el análisis. Este capítulo incluye tópicos de organización industrial, teoría de juegos, modelos de interacción estratégica en mercados oligopólicos y análisis estratégico de la industria. En los capítulos 5 y 6 se realizará el análisis de los mercados de generación eléctrica y terminales de gasificación en Chile, caracterizándolos, determinando los niveles de concentración, análisis de interacciones estratégicas y estructuras de incentivos presente en los mercados.

En el capítulo 7 se realizará un análisis para distintos escenarios de competitividad entre las tecnologías de generación que pueden conformar base, tanto en una situación actual, como en un horizonte de 10 años.

En el capítulo 8 se simularán los posibles escenarios de generación eléctrica y efectos que podrían tener en las estructuras de mercado, considerando el desarrollo de distintas tecnologías de generación, como condiciones hídricas que pudieran presentarse.

Finalmente, en el capítulo 9 se concluirá en base a los hallazgos obtenidos en el desarrollo de la presente tesis.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Para lograr estimar la proyección de GNL como combustible de generación en Chile, se plantea realizar un estudio de la estructura del mercado de generación eléctrica, analizando mediante herramientas económicas la factibilidad que se desarrollen nuevos proyectos de generación GNL por una mayor penetración del combustible de generación eléctrica.

2.2. Objetivos Parciales

El trabajo que se encuentra en desarrollo busca los siguientes objetivos, para apoyar la consecución del objetivo general:

- ✓ Analizar estructuras del mercado de generación eléctrica y de terminales de regasificación en Chile, tanto en su concentración como grado de competencia. Identificando posibles imperfecciones en estos mercados.
- ✓ Analizar el impacto estratégico en los generadores y terminales incumbentes y nuevos entrantes ante una mayor penetración de GNL como combustible de generación

- ✓ Analizar las estructuras de incentivos de generadores para controlar terminales de regasificación o el acceso a ellos y los efectos que esto pudiera tener en las decisiones estratégicas de los actores del mercado.
- ✓ Determinar barreras de entrada y salida en los mercados de generación eléctrica y de terminales de regasificación en Chile, como también posibles integraciones verticales y horizontales.
- ✓ Analizar el grado de competitividad de tecnologías intensivas en el uso de GNL, frente a otras tecnologías maduras de generación eléctrica.
- ✓ Estudiar la interacción estratégica de los generadores de electricidad en Chile y de terminales de regasificación en Chile, en escenarios actuales y futuros (10 años), identificando los factores condicionantes de mercado, que beneficiarían el desarrollo de la generación en base a GNL.

3. MARCO GENERAL DE CONTEXTO.

3.1. Sistema Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

La actividad de generación fue reconocida como la actividad con mayores posibilidades de desarrollarse de manera competitiva, existiendo libertad de acceso al sector, no siendo servicio público. La transmisión eléctrica se estableció bajo una modalidad de acceso abierto, donde cualquier generador puede usar la capacidad de transmisión disponible y además tiene la libertad de construir nuevas líneas de transmisión; definiéndose como Servicio Público y la distribución de energía eléctrica se mantuvo regulada por considerar que tiene características de monopolio natural, con carácter de Servicio Público.



Figura 3-1: Mercado Eléctrico Chileno
Fuente: Presentación Generadoras de Chile AG

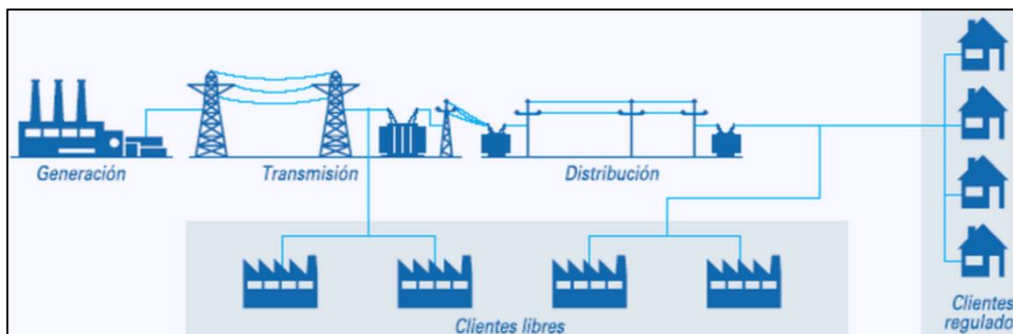


Figura 3-2: Agentes del Mercado Eléctrico
Fuente: La Clase Ejecutiva PUC – El Mercurio

3.1.1. Coordinación del Sistema Eléctrico.

Para coordinar la actividad de generación y transmisión de los grandes sistemas interconectados, la ley eléctrica establece que éstos deben contar con un operador del sistema conocido como CDEC, Centro de Despacho Económico de Carga, encargado de coordinar la capacidad de transmisión y generación disponibles en el sistema de modo de balancear la oferta y la demanda por electricidad minuto a minuto.

3.1.2. Sistemas Eléctricos.

El Sistema Eléctrico de Chile se divide en cinco áreas eléctricas no interconectadas eléctricamente entre sí. Corresponde al Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande, Sistema de Aysén, Sistema de Magallanes y el Sistema Eléctrico de Isla de Pascua. De las cinco

áreas eléctricas, solamente el SIC y SING agrupan coordinadamente a las empresas generadoras en los CDEC respectivos. Ver Anexo A

3.1.3. Mercado de la Generación Eléctrica.

La Ley General de Servicios Eléctricos ha definido tres mercados en que los generadores pueden vender la potencia y energía de sus centrales.

El primer mercado ocurre entre generadores y empresas distribuidoras. Es un precio de energía y potencia regulado por la autoridad.

El segundo mercado corresponde al de los grandes consumidores, los que libremente negocian los precios de electricidad con los generadores.

El tercer mercado tiene lugar en el CDEC, en base a un despacho eficiente del parque generador, según la teoría marginalista donde los generadores intercambian potencia y energía en forma instantánea para completar o satisfacer sus contratos de venta de energía y potencia con los grandes clientes o las empresas distribuidoras.

3.1.4. Transmisión Eléctrica.

Distingue entre sistemas de transmisión troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas adicionales. El sistema troncal está constituido por el conjunto de líneas de transmisión de mayor capacidad, cuya utilización es compartida por diversos usuarios del sistema, es decir, las centrales generadoras y los consumidores.

El sistema de subtransmisión está constituido por el conjunto de líneas que abastecen directamente a zonas de distribución determinadas desde el sistema troncal.

El sistema adicional, por su parte, está constituido por líneas dedicadas al abastecimiento de grandes clientes industriales específicos o a la evacuación de energía de centrales específicas.

3.1.5. Distribución Eléctrica.

Los sistemas eléctricos de distribución están compuestos por un conjunto de líneas y subestaciones que permiten transportar la energía retirada en los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, hasta los sectores o puntos de consumo al interior de una zona de concesión

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución prestan básicamente tres servicios: transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión; otros servicios asociados provistos a los propios clientes de la distribuidora; y transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión.

3.1.6. Generación Eléctrica

La operación del sector se basa en un esquema de costo marginal, costo que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de demanda, que incluye, a su vez, los criterios de eficiencia y seguridad en la asignación de los recursos.

Para cumplir con el objetivo de eficiencia, las empresas generadoras coordinan sus operaciones a través del CDEC, Centro de Despacho Económico de Carga, que busca minimizar los costos de operación y falla del sistema eléctrico, además de velar por la calidad y seguridad del servicio prestado por las empresas de generación y transmisión. El objetivo principal del sistema de despacho del CDEC es asegurar que la demanda de electricidad esté servida por las unidades más eficientes disponibles en cada instante.

El CDEC despacha las plantas en orden ascendente de sus respectivos costos variables de producción.

Para poder cumplir con el objetivo de seguridad, el modelo de tarificación también contempla un cargo por potencia que corresponde a una remuneración

adicional para los generadores que mantienen disponibles sus plantas y que busca dar incentivos para disponer de capacidad de respaldo en el sistema.

3.1.6.1. Mercado de corto plazo o spot.

Al mercado spot concurren exclusivamente los generadores, para comercializar en él las diferencias entre su generación real y las ventas pactadas en contratos. Los distribuidores no participan en el mercado spot y deben adquirir la totalidad de su energía mediante contratos. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, dichos contratos deben ser licitados públicamente.

Los excedentes o déficit de energía y potencia entre los compromisos contractuales y la generación y capacidad firme propia se saldan entre los generadores en el mercado spot.

Finalmente, existe la posibilidad de que un generador se comprometa a entregar energía a otro generador mediante un contrato cuyo precio se negocia libremente.

3.1.6.2. Mercado de contratos para los clientes regulados

Las distribuidoras eléctricas están obligadas a disponer de manera permanente de contratos de suministro eléctrico para abastecer a sus clientes regulados. Deben licitar públicamente el 100% del suministro destinado a abastecer el consumo de sus clientes regulados.

3.1.6.3. Mercado de contratos para clientes libres.

Los consumidores con potencia conectada superior a 5000 kW, son llamados clientes libres y deben contratar su suministro directamente con generadores o distribuidores. Los contratos de los distribuidores con generadores destinados a abastecimiento de clientes libres no están regulados y deben ser independientes de los contratos destinados al suministro de clientes regulados. Los consumidores con una potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW tienen

la opción de contratar su tarifa a precio libre por un periodo mínimo de 4 años, para lo cual deberán informar a la distribuidora con 12 meses de antelación.

Los clientes libres no pueden comprar en el mercado spot de energía ni en el mercado de transferencias de potencia, los que están reservados a los generadores, por lo que para abastecerse tienen necesariamente que contratar con generadores o distribuidores.

3.2. Gas Natural (GN) y Gas Natural Licuado (GNL)

El gas natural es un hidrocarburo que puede encontrarse en yacimientos, sólo o en compañía de petróleo. En el primer caso se denomina gas libre mientras que el segundo se conoce como gas asociado.

Sus componentes pueden variar según el yacimiento, pero en general posee la siguiente composición:

Tabla 3-1: Componentes gas natural

Componente	Composición (%)	
	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano (CH ₄)	95-98 %	60-80 %
Etano (C ₂ H ₆)	1-3 %	10-20 %
Propano (C ₃ H ₈)	0.5-1 %	5-12 %
Butano (C ₄ H ₁₀)	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido Carbono (CO ₂)	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno (N ₂)	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	0-5 %	0-5 %
Otros (A, He, Ne, Xe)	trazas	trazas

Fuente: Universidad Autónoma de México

Las propiedades del gas natural aproximadas son:

Densidad relativa: 0,65

Poder calorífico: 9 kcal/m³

3.2.1. Gas Natural Licuado (GNL)

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a un líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente -160 C° y presión atmosférica. La licuefacción reduce el

volumen aproximadamente 600 veces, haciéndolo así más económico para transportar entre continentes, en embarcaciones marítimas especiales, donde sistemas de transporte por tuberías tradicionales serían menos atractivos económicamente y podrían ser técnica o políticamente no factibles. De esta manera, la tecnología del GNL hace disponible el gas natural a través del mundo.

El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico, su densidad relativa (respecto al agua) es 0,45 y sólo se quema si entra en contacto con aire a concentraciones de 5 a 15%.

3.2.2. Prospección y la extracción

No existe indicio alguno en la superficie de un suelo que revele la presencia de un yacimiento de gas natural o de petróleo bajo tierra. No obstante, el profundo conocimiento sobre la estructura del suelo que los geólogos y geofísicos han acumulado a lo largo de años de experiencia les permite desestimar rápidamente ciertos lugares y centrar sus estudios en aquellos que presentan unas determinadas características topográficas.

Las torres de perforación de los pozos se instalan tanto en la tierra como en el mar. Las torres situadas en el mar se instalan sobre una plataforma anclada en el fondo.



Figura 3-3: Torres de perforación de los pozos

Fuente: Gas Natural. El recorrido de la Energía. Comunidad de Madrid

3.2.3. Licuefacción

Convierte el gas natural en estado líquido, para que así pueda ser transportado en barcos.

Consiste en módulos de procesamiento llamados trenes. El tamaño de un tren depende de los compresores y su capacidad anual se expresa en millones de toneladas métricas.

Dado que la licuefacción del gas natural implica trabajar a temperaturas en el entorno de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, es necesario eliminar cualquier componente susceptible de congelarse (agua, gases ácidos e hidrocarburos pesados) durante el proceso de enfriamiento y obstruir el circuito de éste o producir daños (corrosión, picaduras, etc.) así como compuestos que puedan resultar nocivos para la instalación, como es el caso del mercurio. También es necesario eliminar la presencia de compuestos que excedan el límite permitido por las especificaciones del gas comercial obtenido en el punto de recepción una vez vaporizado en GNL.

3.2.4. Transporte del GNL

Los tanqueros de GNL son embarcaciones de casco dobles, especialmente diseñados y aislados para prevenir el goteo o ruptura en el evento de un accidente. El GNL está almacenado en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dos tipos de sistemas de almacenamiento han evolucionado como el estándar. Estos son:

El diseño esférico (Moss). Tiene depósitos independientes del barco. Representa el 52% de la flota mundial.

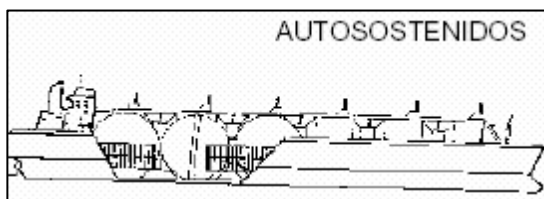


Figura 3-4: Tanquero GNL Autosostenido.

Fuente: Gas Natural Licuado. Tecnología y Mercado. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi

El diseño de membrana. Pared delgada estanca, utilizan la estructura del barco. 43% de la flota.



Figura 3-5: Tanquero GNL Membrana

Fuente: Gas Natural Licuado. Tecnología y Mercado. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi

Los buques utilizan gas natural como propulsión, consumiendo de 0,15% a 0,30% del volumen transportado por día.

3.2.5. Localización y dimensionado de las terminales de GNL

La ubicación y la capacidad de la terminal son decisiones más complejas que la selección del esquema del proceso. Se deben considerar localizaciones con calado, aguas resguardadas, suelo firme, espacio y agua relativamente cálida en caso de usarla para revaporización.

3.2.6. Infraestructura portuaria

El embarcadero debe ser diseñado para atraque y descarga de buques metaneros.

3.2.7. Almacenamiento y Regasificación

A la llegada al terminal de recepción en su estado líquido, el GNL es bombeado primero a un tanque de almacén de doble-pared (a presión atmosférica), después es bombeado a alta presión a través de diferentes componentes. Para convertir el GNL almacenado en tanques de almacenamiento especiales, de su fase líquida a su fase gaseosa, es pasado a la planta de regasificación, para

luego ser llevado a su destino final a través del sistema de tuberías de gas natural. Existen también buques que cuentan con una estación regasificadora a bordo que permite entregar directamente el gas a tierra por gasoductos. Ver Anexo B.

3.2.8. Transporte y distribución

El gas es presurizado (suele inyectarse en el gasoducto a una presión de 80 bar) e introducido a los gasoductos para su transporte. No hay que hacer ningún proceso de descontaminación ya que el gas fue liberado de contaminantes previo a su licuefacción.

3.3. Aplicaciones del Gas Natural

El gas fue utilizado inicialmente para el alumbrado, pero rápidamente se transformó también en una fuente de calor, a causa de su facilidad de manipulación y del desarrollo de las nuevas tecnologías.

Actualmente, todos los sectores de la sociedad recurren al gas natural para usos diversos, gracias a una diversidad de aparatos y máquinas que lo convierten en luz, calor, frío e, incluso, electricidad.

El gas natural ha sido un combustible atractivo para la obtención de electricidad, ya que tiene un mejor rendimiento energético y un menor impacto ambiental que otros combustibles fósiles. El desarrollo y mejora de las turbinas de gas permite obtener importantes ahorros.

Hay tres sistemas de producción de energía eléctrica que tienen el gas natural como combustible:

3.3.1. Las centrales térmicas convencionales, que generan electricidad mediante un sistema caldera-turbina de vapor con un rendimiento global de aproximadamente un 33%.

3.3.2. Las centrales de cogeneración termoeléctrica, en las que se obtiene calor y electricidad aprovechando el calor residual de los motores y las turbinas. El

calor producido sirve para generar calefacción y aire acondicionado o para calentar agua sanitaria, y la electricidad se utiliza o se envía a la red eléctrica general. Su rendimiento eléctrico depende de la tecnología utilizada, pero puede oscilar entre el 30 y el 40%, mientras que el rendimiento térmico está alrededor del 55%.

3.3.3. Las centrales de ciclo combinado (CCGT), que combinan una turbina de gas y una turbina de vapor, y tienen un rendimiento global de un 60% respecto a la energía primaria.

3.4. Regulación del Mercado Eléctrico y Gas Natural

3.4.1. Marco Regulatorio del Sector Energético en Chile

Actualmente el Estado posee un rol regulatorio en el sector energético, mientras que el sector privado es quién toma las decisiones en expansión e inversión. Esta responsabilidad de regulación está distribuida en diferentes instituciones y organismos del sector público.

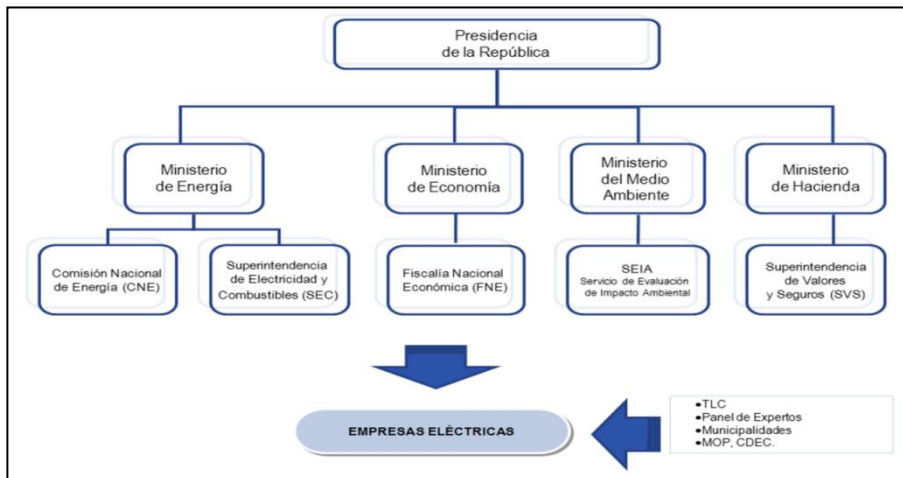


Figura 3-6: Entidades del Sector Público

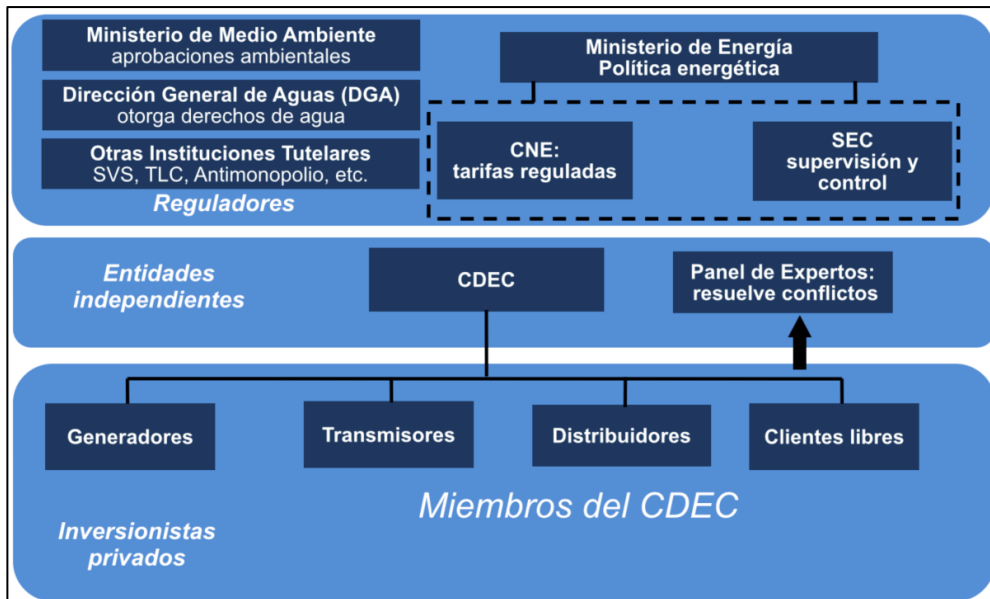


Figura 3-7: Responsabilidades Entidades Públicas

Fuente: Presentación “Mercado Eléctrico Chileno”. Generadoras de Chile AG

La actual legislación eléctrica, se ha diseñado con el objeto de organizar el mercado eléctrico nacional siguiendo un modelo de prestación de los servicios eléctricos a través de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro. Bajo esta visión, se han definido diferentes segmentos o ámbitos de actividad en algunos de los cuales se privilegia la libertad de emprendimiento y el establecimiento libre de los precios cuando las condiciones naturales de los mercados lo permiten, mientras en otros segmentos, en los cuales se verifica la existencia de monopolios naturales, se aplican regulaciones tendientes a simular condiciones de precios y calidad similares a los que se obtendrían en condiciones de competencia. De este modo, la legislación vigente reconoce tres segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Ver Anexo C.

3.4.2. Aspectos Regulatorios del Mercado de Gas Natural y Gas Natural Licuado

La Constitución Política de Chile, en su Capítulo III: De Los Derechos y Deberes Constitucionales, Artículo 19, numeral 24^o, establece:

“El Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de todas las minas, comprendiéndose en éstas las covaderas, las arenas metalíferas, los salares, los depósitos de carbón e hidrocarburos y las demás sustancias fósiles, con excepción de las arcillas superficiales, no obstante la propiedad de las personas naturales o jurídicas sobre los terrenos en cuyas entrañas estuvieren situadas”

En el caso de la distribución de gas natural por red, el Estado de Chile mantiene la misma postura que sostiene en la gran mayoría de las actividades asociadas a la energía, es decir en este caso también la distribución es desarrollado por el sector privado, salvo excepciones y el Estado participa desarrollando una función reguladora y fiscalizadora. Ver Anexo D.

3.5. Evolución Histórica del GN y GNL en Chile

La utilización de gas natural en Chile como fuente energética se remonta a 1961, cuando la Empresa Nacional de Petróleos Enap inició la construcción de gasoductos y redes de distribución en la región de Magallanes.

Posteriormente, en 1981, la empresa Gasco Magallanes comenzó a distribuir el gas natural a las tres principales ciudades de esa región: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Sin embargo, el uso de gas natural estuvo limitado a esta Región y por tanto su incidencia en la matriz energética chilena era muy limitada.

La idea de importar gas natural en gran escala estaba presente desde la década de 1980 y había tenido gran atractivo para la autoridad y para los inversionistas privados. Sin embargo, no se había podido concretar por diversas razones, en particular por las dificultades políticas existentes entre Chile y los países desde los cuales podría haberse importado el combustible, Argentina y Bolivia.

Un factor fundamental para avanzar en el tema de la importación de gas argentino fue la firma en 1991 del Acuerdo de Complementación Económica N°

16, cuyo Protocolo N° 2 estableció las bases para la interconexión gasífera entre Chile y Argentina.

La firma de este Protocolo impulsó la realización de los primeros estudios para abastecer Chile con gas natural, entre los cuales destacó un proyecto liderado por las empresas chilenas Endesa y Enap, y la argentina YPF, conocido como Gasoducto Trasandino y que era llevado adelante por el consorcio TransGas, más adelante se describe los principales actores TransGas y GasAndes. Sin embargo, esto no se materializó hasta 1995, cuando el Protocolo fue modificado para facilitar la exportación de gas desde Argentina.

El gas natural desde Argentina tenía por objeto promover la llegada de nuevos actores al sistema, que podían participar en la generación de energía a través de las plantas de ciclo combinado.

Con esto se pretendía hacer frente al aumento de la demanda de energía en Chile, (en 1997 alcanzó un promedio de 7% anual). Además, el ingreso de una nueva fuente energética, gas natural, disminuiría dependencia de Chile en la generación hidroeléctrica en tiempos de sequía. Todos estos factores estimularon a las empresas y privados, para invertir en centrales termoeléctricas a gas natural.

La política del gobierno de Chile, desde un principio señaló que el Estado tendría un rol subsidiario, en la cual no estaba contemplada la construcción de gasoductos. Esto dejó en claro que cualquier iniciativa debía ser abordada por privados y que solo le correspondía crear el marco para que ellas se realizaran.

El Protocolo entró en vigencia en agosto de 1995, con lo cual quedó liberalizado el comercio de gas natural entre Chile y Argentina. Sin embargo, Chile debía también dictar la normativa necesaria para regularlo en el orden interno, por lo cual se resolvió regular mediante decreto los temas relativos a la importación, transporte y entrega de gas, y así facilitar el desarrollo de la industria de gas natural en Chile.

El gobierno de Chile dictó el reglamento de Concesiones, Decreto 263 de 1995, que permitía a los interesados obtener los permisos para construir sus redes para el transporte y distribución de gas.

La suscripción por Chile y Argentina del Protocolo de Integración Gasífera II proporcionó los incentivos para que las empresas privadas se interesaran en invertir en la construcción del gasoducto que traería el gas a Chile y en promover la reconversión de industrias y hogares al consumo de este bien.

Las principales empresas chilenas participantes, Enersis y Gener, buscaron participación importante en la importación del gas natural. Cada una de estas dos empresas participó en proyectos de inversión para construir un gasoducto que transportara el gas natural a Chile, originándose una intensa competencia, conocida como “La guerra de los gasoductos”

A partir de 1997 cuando llega a Chile gas natural desde Argentina, las exportaciones de gas natural a Chile aumentaron en gran medida, desde cero en 1997 a más de 20 millones de m³/día, lo que equivale a aproximadamente un 17% de la demanda interna en el año 2004, año en el cual se comienza a producir un descenso por parte de Argentina.

El gobierno argentino tenía dificultades para satisfacer la demanda interna, lo que le representaba altos riesgos políticos debido a la importancia del gas natural para el consumo residencial. A fin de asegurar el consumo interno debió importar gas de Bolivia, que el gobierno del país altiplánico negoció a condición de que no sirviera para satisfacer las necesidades de Chile, sin exportar “ni una molécula” a Chile, y a un mayor precio que el de venta a Chile.

Argentina cubrió el mayor costo del gas natural boliviano aumentando los impuestos que gravaban la exportación de gas natural a Chile, por concepto de “derechos de retención. Desde julio de 2004 hasta marzo de 2007 las empresas chilenas debieron pagar un total de 309 millones de dólares por este concepto.

Argentina para manejar su crisis energética y racionamiento interno, el gobierno intervino el mercado de gas natural en marzo de 2004 mediante la resolución N°265 y la Disposición N°27, con los cual se suspendió indefinidamente la entrega de nuevos permisos de exportación se establecieron programas e corte a la exportación de gas natural.

Para asegurar el abastecimiento de gas, Chile inició una licitación internacional para la construcción de una planta de gas natural licuado en Quintero, con un consorcio de empresas en el cual participaba el estado a través de ENAP y la británica British Gas. Este proyecto permitiría disponer de GNL el año 2010, con lo que ya no se dependería del gas natural argentino.

3.6. Tecnologías de Generación Eléctrica

3.6.1. GENERACIÓN HIDRAULICA

Una central hidroeléctrica es una instalación que permite aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los alternadores. Las características del terreno donde se sitúa la central condicionan en gran parte su diseño. Se clasifican en tres modelos básicos:

3.6.1.1. Centrales de agua fluyente

En este caso no existe embalse, el terreno no tiene mucho desnivel y es necesario que el caudal del río sea lo suficientemente constante.

3.6.1.2. Centrales de embalses

Mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales donde se almacena un volumen considerable de agua por encima de las turbinas.

3.6.1.3. Centrales de bombeo o reversibles

Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Generando electricidad en las horas de mayor demanda y bombeando el agua al embalse superior, en las horas de menor demanda.

3.6.2. Generación Térmica

3.6.2.1. Convencional

En las centrales térmicas convencionales se produce electricidad a partir de combustibles fósiles como carbón, fuel oil o gas natural, mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor.

3.6.2.1.1. Generación con Gas y Petróleo

La generación térmica con gas y petróleo se realiza con dos tipos de máquinas (Turbinas a Gas o Motores de Combustión Interna)

3.6.2.1.2. Central térmica de ciclo combinado

La central térmica de ciclo combinado es aquella donde se genera electricidad mediante la utilización conjunta de dos turbinas:

3.6.2.1.2.1. Un turbogrupo de gas

El ciclo de Brayton (turbina de gas): toma el aire directamente de la atmósfera y se somete a un calentamiento y compresión para aprovecharlo como energía.

3.6.2.1.2.2. Un turbogrupo de vapor

El ciclo de Rankine (turbina de vapor): donde se relaciona el consumo de calor con la creación de energía a partir de vapor de agua.

3.6.3. Energía Solar Fotovoltaica

Las instalaciones solares fotovoltaicas constan de paneles solares individuales, que a su vez contienen células solares individuales hechas de materiales semiconductores como el silicio (cristalino y amorfo). Cuando brilla el sol, una célula solar se comporta casi como una batería, la luz solar recibida separa los

electrones de modo que forman una capa de carga positiva y una de carga negativa en la célula solar; esta diferencia de potencial genera una corriente eléctrica.

La corriente continua generada se transformará con la ayuda de un inversor de corriente y, finalmente se lleva a un centro de transformación donde se adapta la corriente a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte de la red eléctrica.

3.6.4. Energía Eólica

Un sistema de energía del viento, es un sistema de conversión que transforma la energía del viento en energía mecánica o eléctrica. Estos sistemas usan turbinas de viento que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, con la ayuda de propulsores. La energía mecánica es convertida en eléctrica con la ayuda de generadores.

4. METODOLOGÍA Y BASE TEORICA

4.1. Metodología Propuesta

4.1.1. Realizar un análisis descriptivo del mercado eléctrico chileno en general y del mercado de generación eléctrica en particular.

4.1.2. Describir el Gas Natural (GN) y el Gas Natural Licuado (GNL), en lo referente a su estructura físico – química, extracción, licuefacción, transporte, regasificación, distribución y el gas natural como combustible de generación eléctrica.

4.1.3. Resumir y esquematizar la actual legislación chilena en materias de generación eléctrica y gas natural.

4.1.4. Analizar la estructura de costos de tecnologías de generación alternativas a GNL, incluidas ERNC.

4.1.5. Analizar el mercado de Gas Natural en el mundo, las condiciones contractuales de obtención de GNL y limitaciones de los contratos.

4.1.6. Analizar el mercado argentino del gas natural, incluyendo posible precios del gas natural ante una posible reactivación del suministro de gas natural a través de gasoductos.

4.1.7. Preparar un marco teórico donde se describe la aplicabilidad de las herramientas microeconómicas, organización industrial y teoría de juegos, que se aplicarán en la presente tesis.

4.1.8. Caracterizar y analizar estratégicamente del mercado de generación eléctrica y de terminales de regasificación en Chile, identificando barreras de entrada y salida, índices de concentración, posibles integraciones verticales y horizontales y estructura de incentivos de los actores incumbentes y potenciales entrantes.

4.1.9. Analizar la incorporación de GNL en la matriz energética de Chile, determinando si se traduciría en una reducción de los costos marginales del sistema y una mayor presencia de centrales a ciclo combinado.

4.1.10. Determinar los beneficios económicos (positivos o negativos) que podrían darse en las posibles decisiones estratégicas que tomen los participantes.

4.1.11. Analizar las interacciones estratégicas resultantes, los que determinará la nueva estructura de los mercados de generación eléctrica y de terminales de regasificación en Chile.

4.1.12. Concluir con los hallazgos encontrados durante el desarrollo de la tesis.

4.2. Estado del Arte

En la presente tesis se analizará la proyección de GNL como combustible de generación eléctrica en Chile y las posibles interacciones estratégicas que se pudieran producir entre los participantes en los mercados de generación eléctrica en Chile por una mayor penetración de GNL en la matriz energética.

La tecnología de generación en base a GNL como combustible, ha generado grandes expectativas con respecto a su futuro rol en la matriz eléctrica, pero que a la vez existe incertidumbre respecto de su disponibilidad y costo futuro.

El mercado de este combustible está experimentando un cambio de paradigma a nivel mundial dado por avances en la tecnología que han permitido la explotación de nuevas reservas de gas natural no convencional (shale gas, tight gas y gas proveniente de yacimientos carboníferos). Parte central de este cambio es la situación actual de los Estados Unidos, que pasó de ser un importador neto de este combustible a ser un potencial exportador neto.

El cambio estructural en el mercado internacional de este energético se ha reflejado en proyecciones de costos para Chile bastante más optimistas que hace un tiempo atrás. Con ello el GNL se está considerando nuevamente en Chile como un competidor directo de otras fuentes térmicas, en particular el carbón, que goza de una baja aceptabilidad social.

Por esta razón, diversos actores están mirando con alto nivel de optimismo el potencial aporte de esta fuente a la matriz eléctrica chilena.

Sin embargo, existe incertidumbre respecto a la disponibilidad efectiva y condiciones en que llegará este combustible a Chile y cómo estos aspectos se traducirán en su precio futuro. Otros puntos relevantes están relacionados con la decisión política de Estados Unidos respecto de permitir la plena exportación del combustible, la posición de Chile para acceder a nuevos contratos y el costo real de su incorporación en Chile, incluyendo entre otros los costos de los terminales y su regasificación.

La mayor penetración de GNL en la matriz energética de Chile, de acuerdo a la agenda energética del gobierno de Chile, su crecimiento debería traducirse en un reemplazo del diésel como combustible de generación eléctrica, sin embargo, esta mayor penetración ser produciría sólo si es capaz de competir competitivamente con las restantes tecnologías de generación eléctrica. Es en este contexto, que las ERNC que han presentado una importante presencia en el SING y SIC, especialmente la energía solar fotovoltaica y eólica, a un costo competitivo, pero con problemas asociados a la intermitencia en la generación y

a actuales problemas de capacidad del sistema de transmisión en el SIC y SING.

El carbón seguirá siendo un combustible clave en la matriz energética nacional en el corto y mediano plazo, aunque también debe enfrentar desafíos no menores: la presión que genera la baja en el precio del petróleo, la mayor competencia que supone el ingreso de otras tecnologías como el GNL y las energías renovables, que ya representan más del 12% en el SING y SIC, además de los mayores costos tecnológicos para reducir las emisiones. Actualmente esta fuente energética es la más usada después de la hidroelectricidad, totalizando 4.617 MW de capacidad instalada en el SING (2.121 MW) y el SIC (2.496 MW), según el reporte de febrero de Generadoras de Chile A.G.

Según opiniones de expertos nacionales, el carbón continuará siendo un combustible clave para los sistemas eléctricos, puesto que “una de sus más importantes características es que entregan un bloque base de energía, que es permanente, confiable y económico.

En relación a los niveles de competencia en el mercado eléctrico en Chile, en el estudio en cargo por la Fiscalía Nacional Económica, “La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile” de Fabra, Montero y Reguant (2014), se concluye que la competencia en las subastas de licitación no es perfecta en la medida que las ofertas de los generadores no son cercanas al coste de oportunidad de proveer energía. Como conclusión del mismo estudio, se descartado conductas del tipo colusivas porque las ofertas no son cercanas a los precios techo de la subasta.

Por otro lado, los resultados del estudio demuestran que el comportamiento de la oferta es consistente con modelos de competencia oligopolística, que predicen que, en presencia de límites de capacidad, cuando las empresas tienen alta certidumbre de poseer capacidad o poder de mercado para condicionar el precio competitivo del mercado en alguna fracción de la energía

que ofrecen, se situarán entre el coste de oportunidad y precio techo de la subasta. El hecho de que este tipo de competencia genere precios medios superiores al coste de oportunidad demuestra que las subastas no son capaces de transmitir al consumidor final los precios del mercado mayorista.

Al analizar la competencia de las empresas en el mercado de los clientes libres es, *ceteris paribus*, incluso más débil que la competencia en las licitaciones. Las diferencias observadas entre los precios que se pagan en ambos contextos (licitaciones y mercado de clientes libres) son más marcadas para los clientes de menor tamaño, que pagan precios superiores a los pagados por los grandes clientes. Con estos resultados se puede apreciar que la falta de competencia impide que los precios reflejen los costos y que los impactos negativos sean asimétricos entre consumidores.

4.3. Organización Industrial

4.3.1. Definición

En la teoría microeconómica clásica se estudian los mercados, adoptando supuestos competitivos simplificados, como es la competencia perfecta y el monopolio. Sin embargo, en la realidad de los mercados se encuentran entre estos dos supuestos “químicamente puros”, con lo que se puede definir a la Organización Industrial como la rama de las ciencias económicas que se encarga del estudio de la competencia imperfecta.

En términos formales, se puede citar la definición de Stigler (1968) “La organización industrial es la aplicación de la teoría microeconómica al análisis del funcionamiento de las empresas, los mercados y las industrias”

4.3.2. Estructura de Mercado y Competencia

La estructura de mercado corresponde al mínimo de variables que permiten caracterizarlo de forma genérica. Estas variables son número de participantes, tamaño, concentración, características tecnológicas de la empresa, barreras de entrada y salida.

Sin embargo, en forma previa a estudiar la estructura, se debe identificar claramente el mercado relevante en que se encuentra. Es importante identificar el mercado, ya que permite analizar correctamente la respuesta de los competidores ante cambios en el precio, cantidad, estrategias de publicidad, entre otras. Desde el punto de vista regulatorio también es crítico contar con una correcta definición del mercado en que se opera, debido a que aspectos como poder de mercado y competencia dependerán del ámbito que se establezca.

En general, se pueden identificar fuentes productivas como parte de un mercado, si los productos que ofrecen fueran altamente sustituibles en el consumo. La capacidad de sustitución entre productos en el consumo, se mide por medio de la elasticidad cruzada precio demanda n_{ij} que se define como el cambio porcentual en la demanda del bien i , que ocurre cuando hay un cambio porcentual en el precio de otro bien j .

$$n_{ij} = \frac{\partial q_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{q_i}$$

Si la medida es grande y positiva, los bienes i y j se consideran como sustitutos cercanos.

Otro criterio para definir un mercado, dice relación con los aspectos geográficos.

Otro aspecto que caracteriza a un mercado es el número de empresas que se encuentran en el mercado relevante y la participación relativa de cada una de ellas. El número de empresas en un mercado determina las posibles interacciones estratégicas que podrían darse entre ellas y es un insumo primordial para analizar la Concentración del Mercado.

La concentración de Mercado es la distribución de la participación de mercado entre las empresas. Este análisis permite identificar si la participación de

mercado en las ventas, se encuentra en manos de mucho o de pocos, permitiendo inferir el poder de mercado que podrían ejercer las empresas.

Para poder medir la concentración de mercado, existen numerosos indicadores, siendo los más utilizados “Razón de Concentración de k-empresas (Ck)” e “Índice de Herfindhal (HHI)”

4.3.3. Razón de Concentración de k-empresas (Ck)

Mide el producto acumulado de las mayores k-empresas en relación con el producto total.

$$C_k = \frac{\sum_{i=1}^k Vtas_i}{\sum_{i=1}^n Vtas_i}$$

4.3.4. Índice de Herfindhal (HHI)

Corresponde a la suma de los cuadrados de las participaciones de todas las empresas en un mercado. El mayor número que puede alcanzar es si es porcentual y 10.000 si es en valor entero. Estos valores máximos corresponden a cuando una empresa posee el 100% del mercado, es decir, un monopolio y es 0 cuando es competencia perfecta.

$$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

También se puede caracterizar un mercado por las Barreras a la Entrada, las que se refieren a impedimentos y dificultades que tienen las empresas que son potenciales entrantes para ingresar al mercado. Su estudio y correcta identificación es de gran importancia, ya que determinará la estructura del mercado por afectar el número de empresas, concentración y nivel de competencia en la industria.

Las barreras de entrada se pueden clasificar en tres grandes categorías. Legales, Naturales o Tecnológicas y Barreras Estratégicas. También se pueden identificar barreras a la salida que enfrentan las empresas que se encuentran en el mercado y cuyo costo de oportunidad de las inversiones realizadas sea muy bajo. Las barreras a salida tienen directa relación con el grado de irreversibilidad y el monto de las inversiones incurridas por la empresa para operar en la industria.

4.3.5. Relaciones Contractuales entre empresas

Corresponde a interacciones formales con consideraciones estratégicas como la firma de contratos formales legalmente obligatorios.

Fusiones horizontales. Ocurren cuando las empresas que se fusionan, antes competían por comercializar su producto (sustitutos) en el mismo mercado.

4.3.5.1. Fusiones verticales

Fusiones entre empresas que se encuentran en diferentes etapas en la cadena de producción vertical o bienes complementarios antes de la fusión.

4.3.5.2. Fusiones de Conglomerados

Combinación de empresas que no tienen una relación clara de sustitución o complementación.

4.4. Teoría de Juegos y Mercados Oligopólicos

4.4.1. Teoría de Juegos

Es una aproximación interdisciplinaria para estudiar el comportamiento humano en el cual los resultados dependen de la interacción de estrategias de dos o más jugadores.

La teoría de juegos se divide en dos ramas: Teoría de juegos cooperativos y no cooperativos. La diferencia radica en que los juegos no cooperativos la unidad de análisis es el jugador individual, o la persona que toma las decisiones, es

decir, la empresa. Los juegos cooperativos, supone que la unidad de análisis es un grupo o coalición de jugadores. Para efectos de la presente tesis y su aplicación en el análisis del comportamiento en los mercados oligopólicos, se utilizará la teoría de juegos no cooperativos.

La decisión o plan de acción de cada jugador se llama estrategia. Una lista de estrategias que muestra una elección particular de estrategia para cada jugador, se llama combinación de estrategias. Para cualquier combinación de estrategias, el juego producirá un resultado o solución que describe las ganancias para cada jugador, que en el contexto de empresas, corresponde a utilidades.

En el ambiente no cooperativo cada jugador se ocupa de hacer las cosas tan bien como sea posible para sí mismo, sujeto a las reglas del juego.

Existen dos formas fundamentales para modelar un juego, que corresponde a la forma normal y la forma extensiva.

4.4.1.1. Forma Normal o Juegos Simultáneos

Se compone de tres partes: jugadores, estrategias y beneficios. Todas las decisiones se toman de una vez sin incorporar el tiempo.

Suponiendo que hay dos jugadores, se dibuja un cuadro en el cual se identifican las estrategias del Jugador Columna y las estrategias del jugador Reglón. Las recompensas a los jugadores cuando eligen las combinaciones de estrategias, se encuentran en la intersección de las filas con las columnas.

		Jugador Columna	
		E1	E2
Jugador Reglón	E1	(e,e)	(e,e)
	E2	(p,g)	(g,p)

Figura 4-1: Forma Normal o Juegos Simultáneos

4.4.1.2. Forma Extensiva o Juegos Secuenciales

Se compone de un árbol de decisión, que indica el orden temporal que se suceden las acciones. La estructura temporal del tiempo es importante para estudiar la situación estratégica. Es decir, cuando el resultado del juego depende de quien juega antes y quien juega después

El árbol está compuesto de nodos que tienen un número, el cual corresponde al jugador asociado a ese nodo particular. Los nodos son los puntos en los que el jugador con ese número puede decidir qué acciones tomar. Las ramas que salen del nodo indican las acciones disponibles para el jugador en ese nodo. Dependiendo de las acciones que cada jugador elige cuando le corresponde jugar, avanza a lo largo de los nodos, hasta que finalmente en el nodo terminal se encuentran los beneficios a obtener.

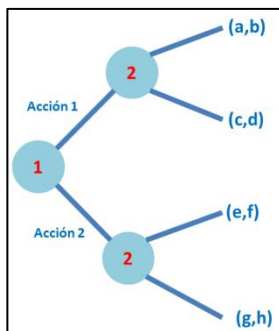


Figura 4-2: Forma Extensiva o Juegos Secuenciales

4.4.1.3. Equilibrios o soluciones de juegos

Puede haber más de una posible combinación de estrategias, con lo que puede haber más de una solución al juego. Aunque pueden haber muchos resultados posibles, no todos serán resultados de equilibrio.

Por equilibrio se entiende como una combinación de estrategias tales que ninguna empresa tiene incentivo para cambiar la estrategia que está aplicando, dado que tampoco lo harán los otros jugadores. Este equilibrio se llamó “equilibrio de Nash”, en honor al ganador del Premio Nobel de Economía John Nash. La solución para juegos simultáneos representa un equilibrio de Nash si la estrategia elegida por cada jugador es su mejor respuesta a su creencia de lo que serán las estrategias seguidas por sus rivales.

La solución de los juegos secuenciales reviste complejidades que no se evidencian en los juegos simultáneos, debido a que los jugadores toman sus decisiones y eligen sus acciones de forma sucesivas. En esta interdependencia estratégica, cada jugador decide su movimiento analizando como estos afectan las elecciones en las etapas posteriores del juego y como el pronóstico de estas elecciones posteriores afectará las acciones previas seguidas. El concepto de solución se basa en la metodología “de atrás hacia adelante”

4.4.1.4. Estrategias dominantes y dominadas

Se dice que una estrategia es dominante si, independiente de la estrategia que utilicen los otros jugadores, la estrategia seleccionada por un jugador maximiza su beneficio entre todas las estrategias alternativas.

4.4.2. Mercados Oligopólicos

El análisis de los mercados imperfectos en economía, surge la dificultad que representan las interdependencias que caracteriza las decisiones de las empresas en sus mercados. A este marco de interdependencia, en economía se le llama “entorno de interacción estratégica”, lo que significa que es difícil determinar la conducta óptima de una empresa.

4.4.2.1. Interacciones Estratégicas

Cada empresa o jugador decidirá planes de acción a seguir o estrategias, que corresponderán a decisiones de capacidad, calidad, precios, localización, variedades, control de recursos disponibles, innovación, integraciones verticales, reputación, entre otras. Dichas decisiones producirán un resultado en el juego, que son las utilidades de las empresas que conforman el oligopolio.

Cada empresa deseará incluir en el análisis de sus decisiones, la respuesta de sus rivales ante una determinada acción. Pero dicha respuesta dependerá también de la forma en que sus rivales piensen que la primera empresa reaccionará a su reacción, y así sucesivamente. Esta interacción entre las empresas es lo que se conoce como interacción estratégica. Para entender la

lógica de la interacción estratégica es que se utiliza la teoría de juegos. Esta teoría aporta el marco de análisis de ambientes necesario en que los participantes reconocen que lo que hacen a otros jugadores, y a su vez, lo que otros jugadores hacen les afecta a ellos.

Modelos de análisis de interacción de estrategias aplicado a mercados oligopólicos, utilizando teoría de juegos. Supone que las empresas son racionales y de razonamiento estratégico.

4.4.2.2. Modelo de Cournot

El modelo de Cournot es un modelo estático de oligopolio en donde la elección o variable estratégica de las empresas manejan para su competencia es el volumen de la producción. Las empresas maximizan sus utilidades en base a la variable de decisión (Producción), para lo que se definen Funciones de Reacción.

El equilibrio Nash-Cournot se obtiene graficando la función de reacción de ambas empresas, para el caso de un duopolio. Se observa que el equilibrio de mercado se logra cuando ambas funciones de reacción se crucen, punto NE, ello definirá el nivel de producción de equilibrio que le corresponde a cada empresa.

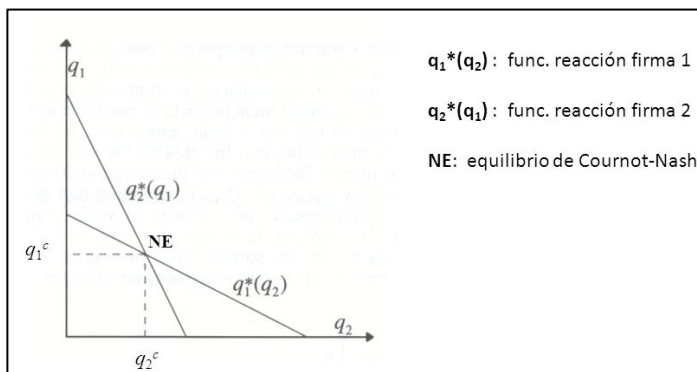


Figura 4-3: Equilibrio Modelo de Cournot

4.4.2.3. Modelo de Bertrand

El modelo de Bertrand es muy similar al de Cournot, pero ahora la variable de decisión no es la cantidad, sino que el precio.

Las empresas maximizan sus utilidades en base a la variable de decisión (Precio), para lo que se definen Funciones de Reacción

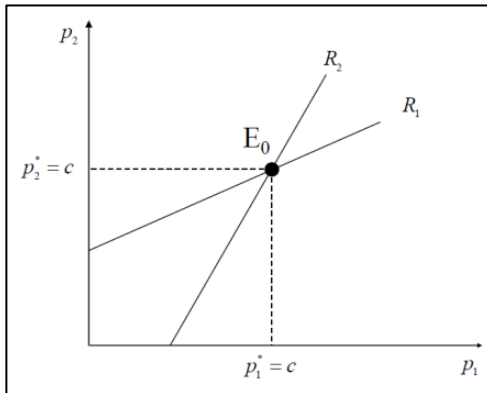


Figura 4-4: Equilibrio Modelo de Bertrand

4.4.2.4. Modelo de Stackelberg

El modelo de duopolio de Stackelberg corresponde a un juego en dos etapas. Los jugadores son dos empresas que constituyen un duopolio, con un producto homogéneo, compitiendo en cantidades. En este modelo las decisiones no son tomadas en forma simultáneas (modelo de Cournot), sino que secuenciales. Hay una empresa que juega primero, la que recibe el nombre de líder y una segunda empresa que juega secuencialmente, llamada seguidora.

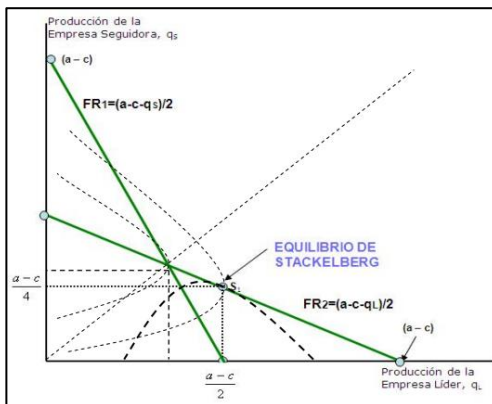


Figura 4-5: Equilibrio Modelo Stackelberg

Se observa en el gráfico del equilibrio Stackelberg, que las curvas de isobeneficio que corresponde a un mayor beneficio para la líder, y menor beneficio para la seguidora. Además se observa que en el equilibrio de

Stackelberg la curva de isobeneficio de la seguidora es tangente a la recta vertical $q_L = \frac{a-c}{2}$, por la curva de isobeneficio de la líder es tangente a la curva de reacción de la seguidora.

4.4.3. Estrategias Anticompetitivas

Tácticas que pueden emplear las empresas para incrementar sus utilidades por arriba de las que obtendrían en modelos oligopólicos estándar.

4.4.3.1. Conducta Depredatoria

Acciones emprendida por una empresa, que son redituables sólo si evita permanecer en el mercado a los competidores existentes o evitan que posibles competidores ingresen al mercado

4.4.3.1.1. Aumento de la capacidad como barrera a la entrada

Establecer de forma creíble la amenaza del incremento de la capacidad, de tal forma que impida el ingreso de potenciales entrantes, especialmente porque la producción de la empresa dominante afecta el precio de toda la industria.

4.4.3.1.2. Los contratos como barrera a la entrada

Cuando la empresa que se encuentra establecida en el mercado, establece contratos de largo plazo con clientes, podrían copar la base de consumidores, dejándolos cautivos y no disponibles para ser atendidos por las empresas que potencialmente podrían entrar al mercado, limitando la base de consumidores que podría captar el potencial entrante y por lo tanto desincentivando su ingreso.

4.4.3.2. Colusión

Se define como un grupo nacional o internacional de productores vinculados por un acuerdo para coordinar sus acciones para incrementar las utilidades de los participantes.

Las empresas tienen incentivos y poseen herramientas para cambiar los resultados de su interacción, incentivando la cooperación entre ellos para maximizar sus utilidades. Cada una de las estrategias que sigan las empresas para buscar cooperación, deben intentar el cambio en incentivos mediante estrategias que desincentiven la búsqueda de no cooperación, como es la imposición de multas u otro medio de castigo a las empresas que no se alineen con los acuerdos de cooperación.

4.5. Screening Curves

Es un método que combina una representación simplificada de los costos de generación y una proyección de carga del sistema para obtener una aproximación de la combinación óptima de tecnologías de generación.

La base de este enfoque es la construcción de curvas de costos para cada tecnología, donde se intersectan las curvas corresponden a los puntos que representan las cargas que determinan los costos más eficientes para los regímenes de operación y capacidades para cada tecnología. Esta técnica representa la combinación óptima entre los costos de capital, costos de explotación y los niveles de carga entre las distintas tecnologías de generación en un sistema.

El método screening curve representa el costo total de producción de energía para una unidad generadora, incluyendo costo de inversión, costos fijos y costos variables, en función del factor de capacidad para un período de tiempo.

El costo total anual es representado como una función del costo variable de combustible (VFC) y los costos variables de operación y mantenimiento (VOMC). Los costos de inversión anualizada, costos de operación y mantenimiento (FOMC) que no dependen de la cantidad generada, son fijos. Así, para un mega watt (MW) de capacidad de generación, el costo anual de generación es una función del tiempo que genera en un año.

$$\text{Costo Total} = \left(\frac{\text{Inversión y}}{\text{CF anualizados}} \right) + (\text{CV} \times \text{Factor de Planta} \times \text{horas año})$$

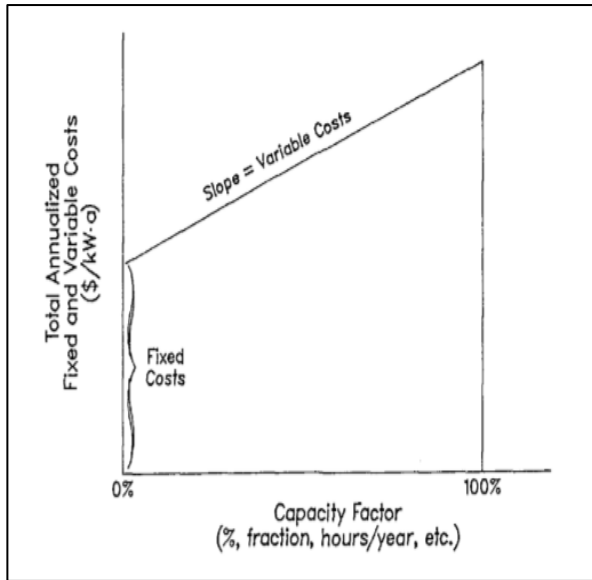


Figura 4-6: Modelo Conceptual Screening Curves.

Fuente: Expansión Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook. International Atomic Energy Agency, Vienna, 1984

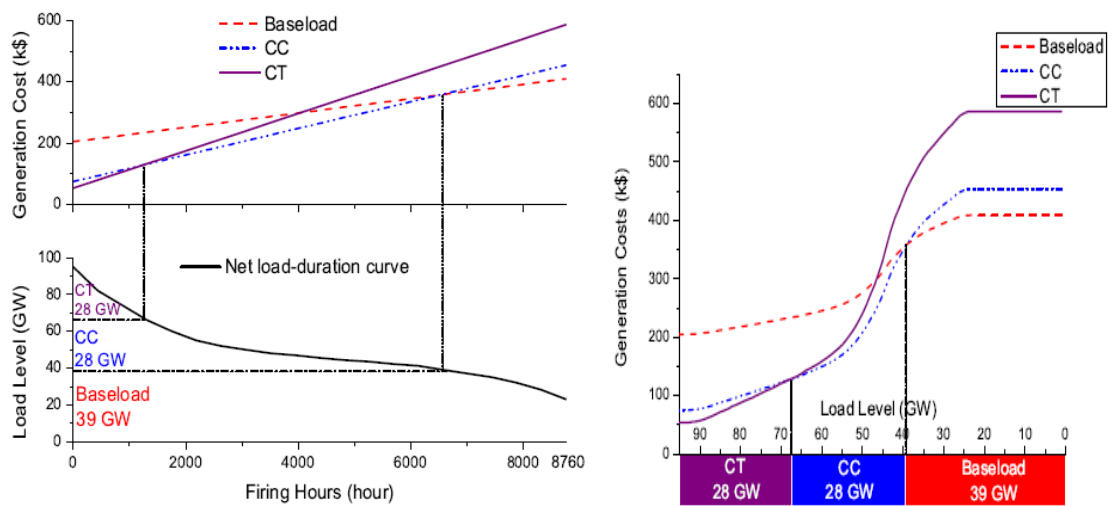


Figura 4-7: Competitividad entre tecnologías y curvas de carga.

Fuente: Thesis Generation Capacity Expansion Planning using Screening Curves Method. Tong Zhang. The University of Texas at Austin 2013

5. MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE

5.1. Caracterización del mercado de generación eléctrica

5.1.1. Concentración de Mercado

El mercado eléctrico chileno (SIC y SING) se encuentra compuesto por 150 empresas jurídicamente independientes de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) y por 22 en el Sistema Interconectado del Norte Grande. Sin embargo, al analizar las relaciones propietarias entre ellas, se puede apreciar que existen filiales y coligadas que se encuentran operando en los mismos sistemas, y que por lo tanto se encuentran bajo las mismas estructuras de incentivos y toma de decisiones. Por lo tanto, al analizar las características del grado de concentración del mercado, se deben agrupar en los conglomerados de empresas que comparten la propiedad y toma de decisiones, obteniéndose una distinta estructura de concentración.

En el siguiente cuadro, se puede apreciar los índices de concentración al considerar el mercado de generación, considerando empresas jurídicamente independientes.

	SIC	SING	SIC + SING
Número Empresas	150	22	171 (*)
Concentración y Eficiencia			
Razón Concentración C_k			
$C_k = \frac{\sum_{i=1}^k V_{TAS_i}}{\sum_{i=1}^N V_{TAS_i}}$	C ₃ =62% C ₇ =79%	C ₃ =70% C ₇ =95%	C ₃ =50% C ₇ =71%
Índice de Herfindhal (HHI)			
$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$	1.435	2.029	1.014
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) – Elaboración propia			
(*) Sólo se contabiliza una sola vez las empresas con presencia en SIC y SING			

Figura 5-1: Concentración de mercado empresas independientes

Fuente : Elaboración propia

Sin embargo, al agrupar la generación eléctrica de estos sistemas para el año 2015, asignándolos a las empresas propietarias, se puede apreciar que la

cantidad de empresas participantes en el mercado, baja de 150 a 144 en el SIC, de 22 a 19 en el SING y de 171 a 161 en la unión de ambos sistemas.

	SIC	SING	SIC + SING
Número Empresas	144	19	161 (*)
Concentración y Eficiencia			
Razón Concentración C_k			
$C_k = \frac{\sum_{i=1}^k V_{ras_i}}{\sum_{i=1}^n V_{ras_i}}$	$C_3=80\%$ $C_7=79\%$	$C_3=90\%$ $C_7=84\%$	$C_3=70\%$ $C_7=86\%$
Índice de Herfindhal (HHI)			
$HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2$	2.165	3.598	1.868
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) – Elaboración propia			
(*) Sólo se contabiliza una sola vez los grupos con presencia en SIC y SING			

Figura 5-2: Concentración de mercado grupos de empresas
Fuente : Elaboración propia

Al analizar los indicadores de concentración, se puede apreciar un incremento en los mismos. En el siguiente gráfico se puede apreciar que de acuerdo a los niveles de concentración observados, el mercado de generación eléctrica en Chile posee una estructura oligopólica altamente concentrada.

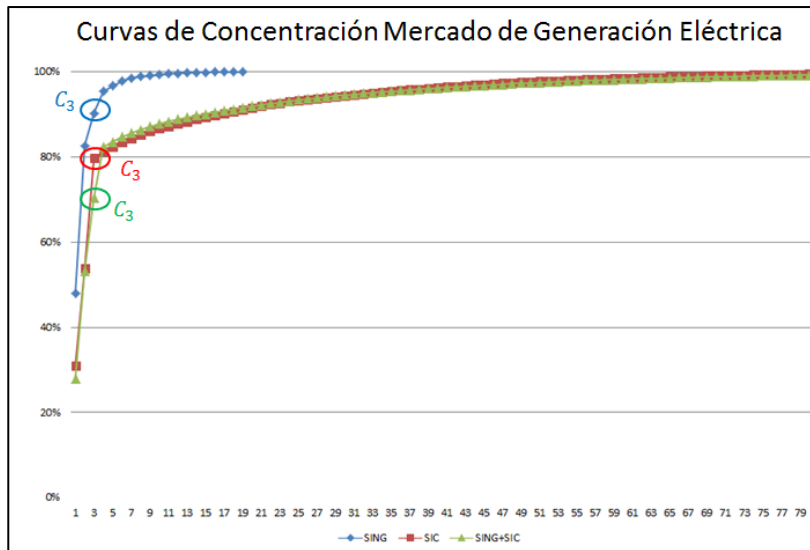


Figura 5-3: Curvas de Concentración Mercado Generación Eléctrica
Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

5.1.2. Tecnologías de Generación en Chile

El mercado de generación chileno es principalmente térmico, concentrando en el año 2015, el 59% de la generación agregada de SIC y SING, encabezada por generación a carbón y petróleo diésel, seguido por gas natural.

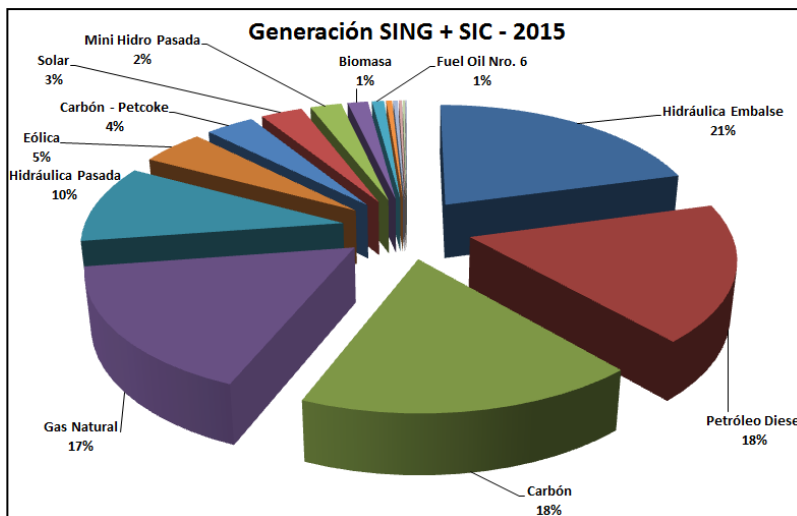


Figura 5-4: Combustibles generación eléctrica en Chile Año 2015.
Fuente: Cdec-SIC y Cdec-SING

5.1.3. Costos de Generación por tecnología

Al revisar los costos de inversión en USD/kW, se puede apreciar que los mayores costos de inversión se encuentran en los desarrollos de generación de las tecnologías mini hidro, hidro pasada y carbón.

Los menores costos de inversión se encuentran en las centrales de tecnología de generación diésel y GNL ciclo combinado. Encontrándose las ERNC solar fotovoltaica y eólica en costos de inversión intermedios de las tecnologías maduras de generación.

Tabla 5-1: Costos de inversión por tecnología de generación

Tecnología	Costo Inversión (USD/kW)
Carbón	2.839
GNL - CC	1.262
Hidro - Pasada	3.400
Mini - Hidro	3.200
Eólica	2.300
Solar Fotovoltaica	2.100
Diesel	740

Fuente: ITD CDEC Abril 2016 y CNE 2015

Las tecnologías que utilizan recursos naturales renovables, como es el recurso hídrico, solar o eólico poseen costos variables bajos o cercanos a cero. Por otro lado, las tecnologías que utilizan combustibles de generación fósiles, poseen mayores costos variables (CV combustible y no combustible), identificándose claramente al carbón como el medio de generación de menor costo, pero por otro lado es el de alto costo de inversión y se observa oposición por parte de los grupos de interés a la construcción de nuevas centrales de generación en base a carbón.

El mayor costo variable lo posee la generación diésel, altos niveles de emisiones, pero que cuenta con el menor valor de inversión y con mayor flexibilidad para ajustarse a cambios en la demanda eléctrica.

El costo variable de las centrales de ciclo combinado gas – vapor poseen un costo variable entre ambas tecnologías térmicas de generación antes indicadas, es decir, mayor que el carbón y menor que el diésel, con la ventaja de ser una

tecnología más amigable con el medio ambiente y posee los menor costos de inversión después del diésel.

Tabla 5-2: Costos variables por tecnología de generación

Tecnología	Costos Variables (USD/MW)	Notas
Carbón	32 (*)	Prom. SIC=30, SING=32
GNL - CC	59 (*)	Prom. SIC=67, SING=50
Hidro - Pasada	0	Fuente: Presentación Clases MEE-424 2015
Mini - Hidro	0	
Eólica	3	
Solar Fotovoltaica	1	
Diésel	118 (*)	Prom. SIC=133, SING=103

(*) Fuente: ITD CDEC Abril 2016

5.1.4. Análisis de Competitividad entre Tecnologías de generación térmicas (screening curves)

Para estimar el grado de competitividad entre distintas tecnologías, se utiliza el llamado método de screening curves, el cual representa el costo total anual en función de la anualidad de la inversión, costos fijos, costos variables combustible y no combustible. Obteniéndose los rangos de operación para cada tecnología.

En el siguiente cuadro, se puede apreciar los datos necesarios para la construcción de la gráficos de screening curves, donde se encuentran destacadas las tres tecnologías de generación térmica a analizar en cuanto a su competitividad.

Tabla 5-3: Datos construcción Screening Curves

Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Costo Inversión USD/MW	Inversión Anualizada USD/MW	Costo Fijo Año USD/MW	Inv + CF	CV USD/MW año	CF+CV USD/MW año
Ciclo Combinado	91%	24	1.262.000	140.460	15.405	155.866	513.182	669.048
Carbón	90%	30	2.839.000	301.159	35.135	336.294	306.072	642.366
Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740.000	82.362	19.167	101.529	1.310.863	1.412.392
Mini Hidro	60%	50	3.200.000	322.749	22.000	344.749	-	344.749
Eólico	31%	20	2.300.000	270.157	44.600	314.757	5.431	320.188
Solar FV	29%	25	2.100.000	231.353	10.000	241.353	2.032	243.385
Hidro Embarse	50%	50	2.800.000	282.406	18.222	300.628	4.380	305.008
Hidro Pasada	60%	50	3.400.000	342.921	27.000	369.921	3.679	373.600

Fuente: CNE (2015). Costos de inversión y combustibles al 01.01.2015

En el siguiente gráfico se puede apreciar en análisis gráfico de Screening Curves Tecnologías para Generación en Chile, de acuerdo a los datos contenidos en el cuadro anterior.

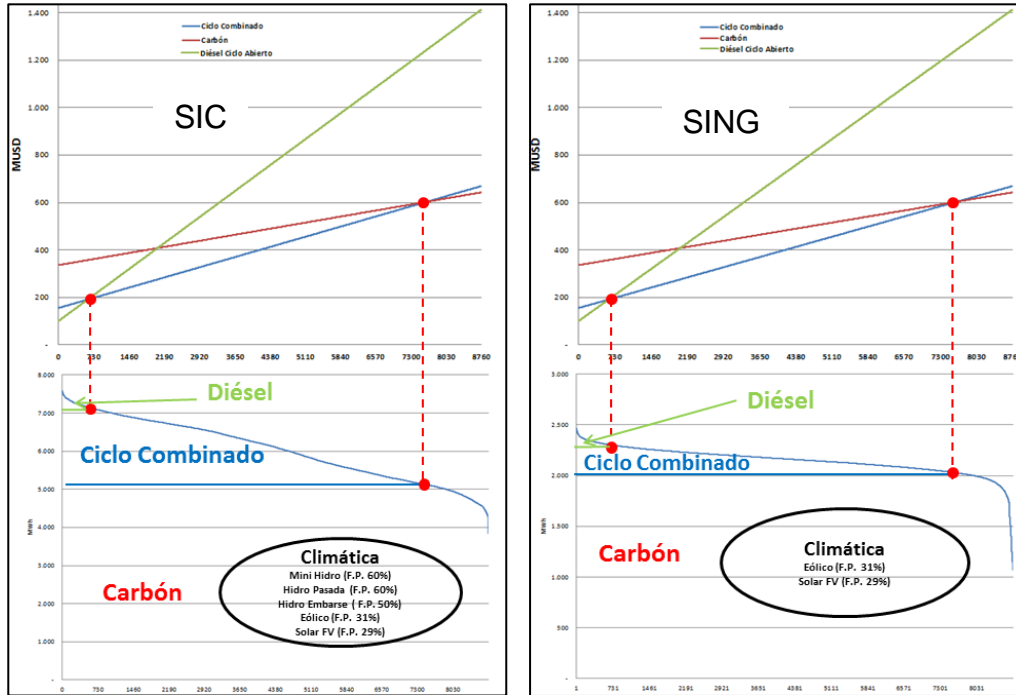


Figura 5-5: Screening Curves Tecnologías Generación SIC y SING
Fuente: Elaboración propia

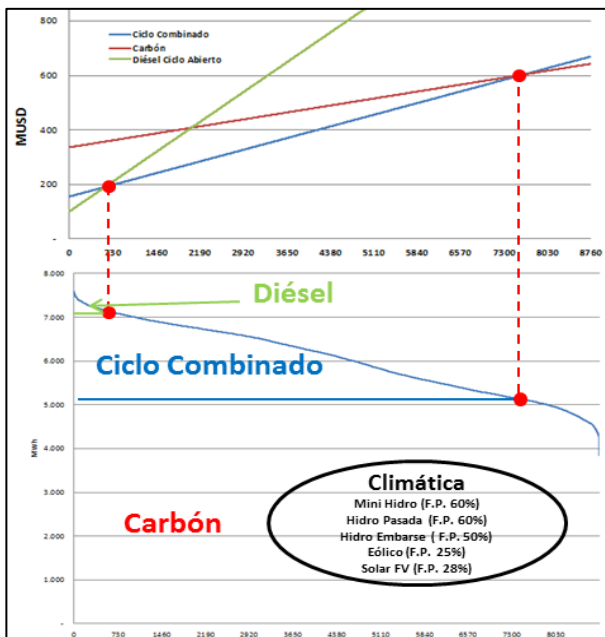


Figura 5-6: Curvas de carga generación térmica SIC + SING
Fuente: Elaboración propia

5.1.5. Barreras de entrada y salida

5.1.5.1. Barreras a la entrada

5.1.5.1.1. Incertidumbre en los costos de producción futuros

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, las variaciones en el precio de los combustibles han presentado incrementos desde un 200% hasta un 600% desde el año 2005, dependiendo del combustible. Dada la importancia del combustible en la estructura costos en la producción de electricidad y la alta variabilidad en el precio combustible, incrementa riesgo para nuevos entrantes al mercado.

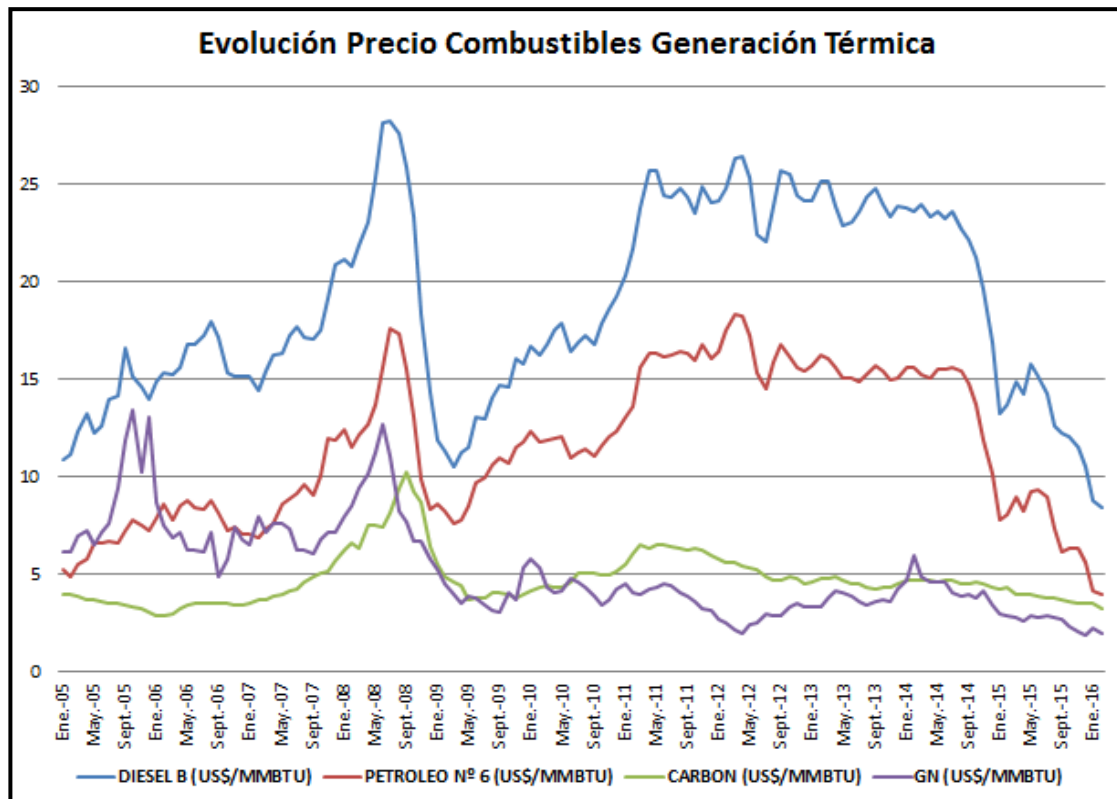


Figura 5-7: Evaluación precios combustible generación eléctrica

Fuente: Elaboración propia

5.1.5.1.2. Oposición a nuevos proyectos de generación por parte de grupos de interés e incertidumbre acerca de los tiempos para resolverlos

En Chile ha surgido un nuevo stakeholder, que forma parte del relacionamiento con las comunidades como un participante relevante de la sociedad civil, junto a

organizaciones ambientalistas y comunidades indígenas, dentro del sector energético. Se trata de las agrupaciones locales de ciudadanos que se oponen a proyectos eléctricos en diversas regiones del país. Ver Anexo F. Estos grupos han conseguido alta convocatoria ciudadana, lo que ha permitido ejercer presión política ante las autoridades para impedir o postergar la construcción y operación de nuevos proyectos de generación eléctrica en Chile. A continuación se identifican las principales agrupaciones locales que se oponen a proyectos energéticos en Chile al mes de abril de 2016.

5.1.5.1.3. Acceso a los terminales de GNL en condiciones competitivas, para favorecer la incorporación de generación de ciclo combinado por consorcios que no sea propietarios de los terminales.

En Chile se encuentran en operación dos terminales de regasificación. Terminal GNL Mejillones en el norte grande y Terminal GNL Quintero en la zona central de Chile y en evaluación ambiental dos terminales FRSU (Floating Storage Regasification Unit) en la región de Biobío.

5.1.5.1.3.1. Terminal GNL Quintero y GNL Chile

GNL Quintero opera el terminal y GNL Chile comercializa los servicios. En ambas sociedades participan en la propiedad Endesa, Metrogas y Enap. Endesa posee capacidad instalada basada en gas natural, Metrogas a través de su matriz Gas Natural Fenosa (GNF) planea construir una central de ciclo combinado en el sur de Chile y Enap posee dos proyectos de generación eléctrica de ciclo combinado en distinta etapa de desarrollo, los que son Luz Minera en el norte grande y Nueva Era en la zona central de Chile.

La capacidad disponible del Terminal GNLQ fue licitada por medio de open season, adjudicando esta capacidad a largo plazo a las empresas Colbún y AES Gener. Sin embargo, en la open season de GNL Chile favoreció a Gener y Colbún, que sumaron capacidad por 1,2 y 1,4 millones de m³/día cada una, en la que IC Power quedó fuera fue por no cumplir con uno de los requisitos clave

del proceso: presentar un documento que acredite grado de inversión internacional. Con lo que se complica el abastecimiento de gas para su central Los Rulos, ubicada en Limache y que considera una capacidad de generación de energía por 540 MW.

5.1.5.1.3.2. Terminal GNL Mejillones

GNLM es propiedad E.CL y Codelco. E.CL cuenta con centrales de generación eléctrica en base a gas natural y posee el 63% de la propiedad del terminal GNLM, con lo que se podría considerar integrada verticalmente, sin embargo, aún posee capacidad disponible para terceros, no existiendo discriminación para el uso del terminal por parte de otras empresas generadoras.

5.1.5.1.3.3. Terminal GNL Penco – Lirquen

Terminal GNL Penco – Lirquen será un terminal del tipo FRSU, propiedad de la empresa Biobio Genera S.A. para abastecer su central de ciclo combinado El Campesino.

5.1.5.1.3.4. Terminal GNL Talcahuano

Terminal GNL Talcahuano será un terminal del tipo FRSU, propiedad de la empresa Inversiones GNL Talcahuano S.p.A para abastecer a consumidores residenciales, comerciales e industriales de la región de Biobio.

De lo anterior, se puede concluir que debido a la capacidad disponible en Terminal GNL Mejillones y a los terminales FRSU que se planea construir en la región de Biobio, no existirían mayores barreras de entrada para nuevas centrales de ciclo combinado en base a GNL en el norte grande y región del Biobio. Las barreras a la entrada se podrían apreciar en la zona central de Chile, donde no se encuentra contemplado construir un nuevo terminal GNL y aun no se encuentra definido si existirá una tercera open season, para una nueva ampliación del terminal con posterioridad al año 2021.

5.1.5.2. Barreras a la salida

Tiene directa relación con los costos incurridos para poner en marcha un proyecto, irreversibilidad de las inversiones y el bajo costo de oportunidad de las instalaciones.

5.1.6. Integraciones Verticales y Horizontales

El DFL N°1 de 1982, en su artículo 7, establece que las empresas de transmisión troncal de energía eléctrica, no podrán dedicarse al giro de generación o distribución de electricidad, es decir, la ley limita la integración vertical de generadores y distribuidores con transmisores troncales, pero no limita la integración vertical entre generadores y distribuidores de electricidad.

Para analizar los posibles efectos de las integraciones verticales que se encuentran presente en el mercado de generación eléctrica en general y las tecnologías basadas en gas natural en particular, se debe analizar conjuntamente las relaciones de propiedad y contractuales que poseen los grupos controladores de los medios de generación térmico en el mercado de importación, transformación y distribución de los combustibles utilizados para generación eléctrica.

En Chile, como se pudo apreciar en la en el punto 5.1.1, el mercado de generación eléctrica se encuentra altamente concentrado. Para el año 2015, la generación eléctrica agregada de SIC y SING concentró el 82,3% cuatro grandes grupos controladores, los que son Grupo AES GENER, Grupo ENEL, Grupo COLBUN y Grupo E.CL, cuyos niveles de integración vertical serán analizados a continuación. Además, se analizará un Grupo CGE, pertenecientes a Gas Natural Fenosa, que hasta ahora no se encontraba presente en el mercado de generación eléctrica, pero se incorporará a través de una generadora de 600 MW, cuyo grupo posee un interesante potencial de crecimiento al contar con participación en Terminal GNL Quintero a través de la empresa de distribución de gas natural Metrogas y propiedad en las empresas Innergy y Gasoductos del Pacífico en el sur de Chile.

5.1.6.1. Grupo AES GENER

AES Gener entrega energía al Sistema Interconectado Central, SIC, generada por cuatro centrales hidroeléctricas de pasada; seis centrales termoeléctricas a carbón; cuatro centrales termoeléctricas a diésel, dos centrales de cogeneración, una central de ciclo combinado y una central a diésel. También es proveedora de energía eléctrica al SING, a través de dos centrales termoeléctricas a carbón y una central de ciclo combinado ubicada en la localidad de Salta, Argentina (TermoAndes).

AES Gener es un grupo centrado en la generación eléctrica, diversificado en cuanto a sus fuentes de generación, pero con predominio del carbón como combustible.

No se evidencia que el grupo AES GENER posea integraciones verticales relevantes en el mercado de la distribución eléctrica, ni en el acceso a los combustibles de generación, ni medios logísticos para su obtención.

5.1.6.2. Grupo ENEL (ENERSIS)

Enersis es controlada por el grupo ENEL a través de ENEL Iberoamérica SRL. Posee participación directa e indirecta en los negocios de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

En Chile se encuentra presente en generación eléctrica, transmisión no troncal y subtransmisión a través de Endesa y en el negocio de la distribución a través de Chilectra.

Endesa Chile a través de sí misma y filiales Celta, Pehuenche y Gas Atacama, posee 16 centrales hidráulicas, dos de carbón, 7 Fuel/Gas Natural, 1 Diésel/Gas Natural y 2 eólicas. Cuya suma de capacidad instalada es de 6.351 MW.

Chilectra S.A. es la empresa de distribución de energía eléctrica de mayor tamaño en Chile, representando el 40% del total de ventas de las distribuidoras del país, y en donde su área de concesión abarca 2.065,7 km². Chilectra en Chile cuenta con dos filiales de distribución eléctrica: Luz Andes Ltda. y Empresa Eléctrica Colina Ltda.

Además, Endesa Chile posee participación en Terminal GNL Quintero y GNL Chile y por medio de ENERSIS, participa en Gasoducto Atacama y Electrogas.

El grupo Enersis se encuentra integrado verticalmente, al poseer participación en generación eléctrica, transmisión no troncal, subtransmisión y distribución. Además, al contar con participación en terminal GNL Quintero, GNL Chile y gasoducto Electrogas, se encuentra integrada verticalmente en el acceso al suministro y transporte de gas natural, combustible que abastece las centrales térmicas basadas en este combustible.

5.1.6.3. Grupo COLBUN

El principal accionista de Colbún es el Grupo Matte con un 49,26% de la propiedad.

Colbún posee 23 centrales de generación operativa y en etapa de proyecto, una central hidráulica de pasada y una de embalse. Las centrales operativas están compuestas por 4 centrales de embalse, 12 de pasada y 7 termoeléctricas. De estas últimas, 3 corresponden a ciclo combinado gas / petróleo - vapor, 2 diésel, 1 carbón y 1 ciclo abierto gas / petróleo. La capacidad de generación es de 3.278 MW.

Colbún y su filial Colbún Transmisión S.A. poseen 892 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y 27 subestaciones.

Colbún concentra sus operaciones generación eléctrica, con fuerte presencia de la tecnología hídrica y participación en menor grado de centrales térmicas. Integrado verticalmente con transmisión no troncal.

5.1.6.4. Grupo E.CL

Participan el negocio de la generación y transmisión de energía eléctrica, y de transporte, distribución y comercialización de gas natural.

E.CL posee centrales térmicas en Tocopilla y Mejillones, y centrales diésel en Arica, Iquique y Tocopilla y una central hidroeléctrica en Chapiquiña, provincia

de Parinacota. Cuenta con una capacidad instalada de 2.108 MW, 1.119 MW basada en carbón (53%), 688 MW en gas natural / diésel (33%), 191 MW en fuel oil N°6 (9%), 98 MW en diésel (4%), 12 MW hidroeléctrica y generación solar (1%)

Las instalaciones de transmisión se encuentran distribuidas entre las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta cubriendo una distancia de 2.108 km.

E.CL cuenta con el 63% de la propiedad del Terminal GNL de Mejillones, 100% del gasoducto Norandino y 100% del puerto Tocopilla (Electroandina S.A.)

E.CL se encuentra desarrollando el proyecto de interconexión SING – SIC, el que es desarrollado por Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), filial de E-CL, comprende una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV, con una extensión aproximada de 600 kilómetros, desde Mejillones, en la Región de Antofagasta, hasta el sector de Cardones, en Copiapó, Región de Atacama y contempla la instalación de un total aproximado de 1.400 torres que permitirán realizar intercambios de energía entre ambos sistemas.

La generación eléctrica de E.CL se encuentra integrada verticalmente con líneas de transmisión, tanto en actualmente operando como en el proyecto de interconexión SING – SIC. Además, posee integración vertical aguas arriba al poseer participación en Puerto de Tocopilla, especialista en el manejo de gráneles sólidos como es el carbón, combustible para el 53% de su capacidad generadora y la participación en la propiedad del Terminal GNL Mejillones y gasoducto Norandino, con acceso a la logística de abastecimiento y transporte de gas natural, que utiliza como combustible el 33% de su capacidad de generación.

5.1.7. Análisis de presencia de estrategias anticompetitivas en el mercado de generación eléctrica

A continuación se analizará la posible presencia de tres estrategias anticompetitivas que podrían utilizar las empresas para incrementar sus utilidades por arriba de las que obtendrían en modelos oligopólicos estándar y que podrían darse en el mercado de generación chileno. Las que se estudian son: conducta depredatoria (aumento de capacidad y contratos como barreras de entrada), integración vertical con efectos anticompetitivos y colusión.

5.1.7.1. Conducta Depredatoria

Se define como acciones emprendida por una empresa, que son redituables sólo si evita permanecer en el mercado a los competidores existentes o evitan que posibles competidores ingresen al mercado.

5.1.7.2. Aumento de la capacidad como barrera a la entrada

Las empresas que ya se encuentran establecidas en el mercado, posee la ventaja de ser el primero en tomar las acciones para indicar el tipo de comportamiento que desplegará en caso de otras empresas quisieran entrar al mismo mercado.

Una de las formas de bloquear el ingreso de nuevos entrantes es mediante la amenaza creíble de que podrá incrementar la capacidad instalada y así copar el mercado, reduciendo los incentivos a la entrada.

Para que el aumento de capacidad sea efectivo como barrera de entrada al mercado de generación eléctrica, debe ser mediante una tecnología eficiente, que permita operar a costos variables competitivos, de forma que sea despachada.

La forma de verificar si las empresas presentes en el mercado de generación eléctrica, está creando una amenaza creíble de incremento de capacidad para nuevos entrantes, es analizando los proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), ya que el hecho de haber sido ingresadas al SEIA no obliga al propietario a desarrollar el proyecto, pero por ser una información pública está a libre acceso de las empresas que deseen

ingresar al mercado. Sin embargo, para que sea una amenaza creíble debe corresponder a tecnologías iguales o más eficientes de las que potencialmente ingresen al mercado.

Al analizar las capacidades instaladas (16.654 MW), en construcción (2.137 MW) y en SEIA (31.273 MW) para el SIC, ver Anexo G, al analizar las 3 empresas que concentran el 49% de la capacidad instalada del sistema y que potencialmente podrían estar interesadas y con los recursos sufrientes para bloquear el ingreso a nuevos entrantes.

Endesa posee una capacidad instalada de 3.899 MW y 1.280 MW en calificación ambiental. De estos últimos, 760 MW corresponden a generación en base a carbón, 370 en base a GNL y 150 MW en hídrica. Debido a la oposición de las comunidades, hace poco factible que estos proyectos se desarrollen en el corto-mediano plazo, dejando sólo 520 MW con capacidad real de ampliación de capacidad, lo que significa 13% de la capacidad instalada de Endesa y un 3% del total del sistema.

Colbún S.A. posee una capacidad instalada de 3.099 MW, 34 MW en construcción y 496 MW en calificación ambiental. De estos últimos, son en su totalidad proyectos hídricos, representando 16% de la capacidad instalada de Colbún y un 3% del total del sistema.

AES Gener S.A. posee una capacidad instalada de 1.200 MW, 267 MW en construcción y 1.691 MW en calificación ambiental. De estos últimos, 1.020 MW corresponden a generación en base a carbón, 276 en diésel y 271 MW en hídrica. Debido a la oposición de las comunidades, hace poco factible que estos proyectos se desarrollen en el corto-mediano plazo, dejando sólo 547 MW con capacidad real de ampliación de capacidad, lo que representa 46% de la capacidad instalada de AES Gener y un 3% del total del sistema.

Al analizar las capacidades instaladas (5.538 MW), en construcción (2.233 MW) y en SEIA (16.581 MW) para el SING, ver Anexo H, al analizar las 2 empresas que concentran el 71% de la capacidad instalada del sistema y que

potencialmente podrían estar interesadas y con los recursos suficientes para bloquear el ingreso a nuevos entrantes.

AES Gener S.A. posee una capacidad instalada de 2.019 MW, 236 MW en construcción y 780 MW en calificación ambiental. De estos últimos, 560 MW corresponden a generación en base a carbón y 220 MW en base a energía solar. Debido a la oposición de las comunidades, hace poco factible que estos proyectos se desarrollen en el corto-mediano plazo, dejando sólo 220 MW con capacidad real de ampliación de capacidad, lo que representa 11% de la capacidad instalada de AES Gener y un 4% del total del sistema.

E.CL S.A. posee una capacidad instalada de 1.935 MW, 381 MW en construcción y 651 MW en calificación ambiental. De estos últimos, son en su totalidad proyectos ERNC, representando 34% de la capacidad instalada de E.CL y un 12% del total del sistema.

Como conclusión para el SIC, debido a la baja concentración de capacidad en SEIA con opción de desarrollo en el costo – mediano plazo (9%) y para el SING un 16%. Además, considerando una interconexión SING – SIC, el total de opción de desarrollarse alcanzaría a un 12% de la capacidad total instalada. Por lo tanto, se concluye que no hay evidencia que las principales empresas generadoras operando en el SIC se encuentre utilizando el incremento de capacidad como barrera de entrada al mercado de generación eléctrica.

5.1.7.3. Los contratos exclusivos a largo plazo como instrumentos depredatorios (barrera a la entrada)

Las empresas establecidas pueden celebrar contratos a largo plazo de exclusividad con clientes para bloquear el ingreso de nuevas empresas al mercado, reduciendo el tamaño del mercado disponible para nuevos entrantes, impidiéndoles aprovechar las economías de escala, reduciendo su competitividad.

En el mercado de generación eléctrico en Chile, además del mercado spot, al que sólo tienen acceso los generadores, existen los clientes libres y regulados. Los contratos entre empresas generadoras y clientes regulados, se encuentran sujetos a licitaciones en condiciones y plazos establecidos en la ley, por lo que la única opción con que cuentan los generadores de utilizar contratos exclusivos a largo plazo como instrumentos depredatorios es mediante los contratos privados celebrados entre generadores y clientes libres. Para verificar si se está bloqueando el ingreso a nuevos generadores por medio de contratos de largo plazo, debe analizarse la vigencia de los contratos celebrados.

En el SIC, como se aprecia en el gráfico del Anexo I, la mayor proporción de contratos celebrados posee una vigencia inferior a 10 años (74%) y un 38% de los contratos poseen una vigencia inferior a 5 años. Sólo un 8% de los contratos poseen una vigencia superior a 15 años, los que en su mayoría corresponde a clientes de la industria minera.

En el SING, como se aprecia en el gráfico del Anexo I, existe un mayor número de contratos con clientes libres con vigencia superior a 11 años, lo que se explica por las preferencias de las empresas mineras de estabilizar su costo de energía en el largo plazo mediante contratos de suministro.

5.1.7.4. Integración vertical con efectos anticompetitivos

Esta práctica depredatoria se observa cuando en mercados oligopólicos, en corriente arriba (lejos del consumo) y/o corriente abajo (cerca del consumo), una fusión crea la posibilidad de una exclusión del mercado, al negar a competidores el acceso a un insumo corriente abajo o limitar a la competencia un mercado a sus productos a los competidores, corriente arriba.

La ley eléctrica chilena impide que las empresas generadoras puedan integrarse verticalmente con empresas que tengan concesión de transmisión troncal permitiéndose la integración vertical aguas abajo con empresas de transmisión no troncal y subtransmisión, como también con empresas de distribución de energía eléctrica. La regulación eléctrica chilena en el mercado

de la transmisión y distribución eléctrica, impide que existan efectos anticompetitivos en estas integraciones verticales.

La integración vertical aguas arriba, se produce al controlar de las fuentes de suministro de los insumos de producción, que en el mercado de generación eléctrica es el combustible.

5.1.7.4.1. Carbón

El manejo del carbón es relativamente simple, pues no se trata de un combustible de combustión espontánea. La extracción desde las naves que lo transportan y su desplazamiento al centro de acopio se realiza con sistemas mecanizados.

El carbón puede ser recepcionado en puertos graneleros habilitados para la descarga de carbón. Sólo E.CL posee propiedad de un puerto habilitado para descarga de carbón (Puerto de Tocopilla).

5.1.7.4.2. Derivados del Petróleo

Los combustibles derivados del petróleo sólo son suministrados en Chile por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la que no posee participación en la propiedad de generación eléctrica basada en derivados del petróleo. La otra empresa que importa y comercializa derivados del petróleo para generación eléctrica es COPEC, la que sólo posee el 25% de Empresa Eléctrica Guacolda S.A., la que genera en base a carbón.

Por lo tanto, no hay integración vertical relevante por parte de las generadoras en el suministro de combustibles derivados del petróleo.

5.1.7.4.3. GNL (Gas Natural Licuado)

En Chile se encuentran operando dos terminales de GNL, uno en la zona central, Terminal GNL Quintero, comercializado por GNL Chile, que es propiedad de Endesa, Metrogas y Enap y el segundo en el norte grande, Terminal Mejillones, propiedad de E-CL y Codelco y se encuentran en

calificación dos terminales (flotante) en la zona sur de Chile, Terminal GNL Penco – Lirquen, propiedad de Biobio Genera S.A. para abastecer Central El Campesino y Terminal GNL Talcahuano de propiedad de Inversiones GNL Talcahuano S.p.A para abastecer a consumidores residenciales, comerciales e industriales de la región de Biobio.

Se puede concluir que existe una potencial limitación al acceso de nuevas empresas generadoras basadas en GNL al mercado, ya que las políticas de libre acceso y no discriminación entre empresas que deseen acceder a los servicios del terminal, son una declaración de los terminales, no existiendo obligación legal que así sea. En el escenario actual, podría configurarse condiciones depredatorias, dependiendo si la demanda de gas natural supera a la oferta del servicio de regasificación en el norte de Chile. Para la zona central de Chile, la capacidad ya se encuentra copada, no permitiendo el ingreso de nuevos usuarios hasta una nueva ampliación de la capacidad de regasificación en GNLQ. Para los terminales FRSU, aún no hay claridad cómo se tratará la capacidad del GNL excedente regasificado.

5.1.7.5. Colusión

Para que se configure colusión en un mercado, deben existir acuerdos cooperativos entre participantes vinculados en un mercado para incrementar las utilidades de las empresas que forman parte del acuerdo o cartel. Además, un acuerdo colusivo debe sostenerse en el tiempo, lo que se dificulta al existir incentivos de algunos de los participantes de salirse del acuerdo. Si el acuerdo es mantener un nivel de producción limitado, algún productor puede tener un fuerte incentivo de utilidades para vender un mayor volumen al acordado, no respetando el acuerdo. Para que esto no suceda, deben existir mecanismos de control al interior del cartel que desincentiven que algún participante se aleje del acuerdo.

Debido a la condición coordinada por los Centros Económicos de Despacho de Carga (CDEC) en el mercado de generación eléctrica chileno, las auditorías que

se realizan a la información declarada por las empresas generadoras y por ser un sistema marginalista, hace muy poco probable que se pueda concretar un acuerdo colusivo entre participantes del mercado de generación chileno. Sin embargo, para comprobar la presencia o ausencia de prácticas colusivas, se debe analizar los niveles de precio en el mercado de generación eléctrica, tanto para clientes libres como regulados, los que deben compararse con los costos marginales del sistema para los mismos períodos. Los costos marginales representan la curva de oferta de generación eléctrica, para una demanda totalmente inelástica, por lo que para que exista algún acuerdo colusivo debería verificarse que los precios de los contratos con clientes libres y regulados se encuentran cercanos o superiores a los costos marginales observados para los mismos períodos.

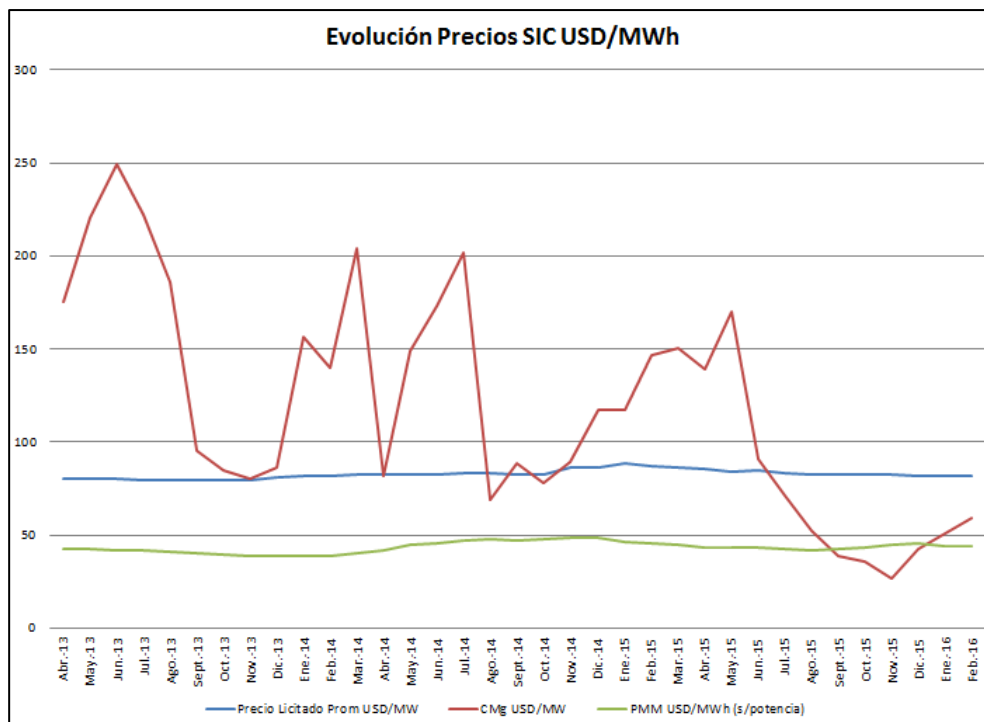


Figura 5-8: Evolución precios SIC
Fuente: CDEC-SIC

Para el Sistema Interconectado Central (SIC), se puede apreciar en el gráfico anterior que hasta el mes de julio de 2015 los precios de contratados de energía se han mantenido bajo los costos marginales promedio. Sólo se observa que los costos marginales promedio son inferiores a los precios regulados a partir

de julio 2015 y se mantuvieron bajo los niveles de precios medios de mercado desde Septiembre y Diciembre 2015.

No se evidencia que los niveles de precio tanto para clientes libres como regulados se encuentran sistemáticamente bajo los costos marginales, con excepción de los meses posteriores a julio 2015, lo que se produce debido a la baja en los costos marginales por la baja en los combustibles e un año más húmedo que los precedentes.

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), se puede apreciar en el gráfico siguiente que los precios promedio de mercado de la energía se mantienen bajo los costos marginales por todo el período de estudio. Sin embargo, el precio licitado se encuentra por la mayoría del período de análisis por sobre el costo marginal. Esto obedece a que los precios adjudicados datan del año 2008, cuyo suministro se inició el año 2012 y por los parámetros de indexación se han tenido un comportamiento como el que se observa en el gráfico.

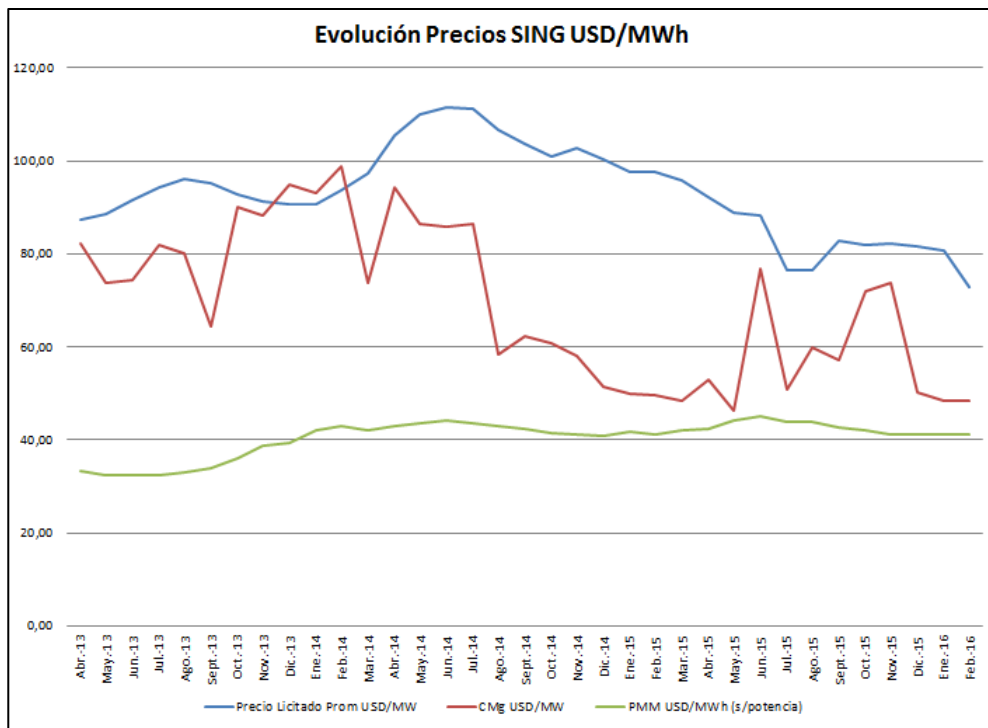


Figura 5-9: Evolución precios SING

Fuente: CDEC-SING

De acuerdo a la información analizada, no se observa niveles de precios consistentes con prácticas colusivas en los mercados de generación eléctrica compuestos por el SIC y SING.

5.2. Interacciones estratégicas en mercado de generación eléctrica

Para analizar las interacciones estratégicas entre las empresas participantes del mercado de generación de energía eléctrica, primero se debe determinar cuáles son las decisiones estratégicas que son relevantes en el mercado y como podría desarrollarse tal interacción.

5.2.1. El precio como variable estratégica

Como se indicó en el punto 3.1, el mercado de generación eléctrica opera en tres modalidades, una es la venta spot entre generadores, otra es la venta a clientes regulados y la tercera es la venta a clientes libres. La primera modalidad, venta spot entre generadores, se encuentra coordinada por los respectivos CDEC, por lo que el precio no es una variable de decisión estratégica al valorizarse las transacciones a costo marginal. En las otras dos modalidades de venta de energía si interviene el precio como variable de decisión estratégica, pero de manera distinta. La venta a clientes regulados se encuentra reglada por ley, al realizarse licitaciones públicas. La venta a clientes no regulados es acordada libremente entre los clientes libres y las empresas generadoras.

Las decisiones estratégicas en precios en el mercado de generación eléctrica, son tomadas para una base de clientes establecida, con una tasa de crecimiento estimada y dicen relación con las características de la misma empresa y con la estructura actual del mercado, las que son conocidas y no determinarán en el corto plazo la entrada o salida de empresas, por lo tanto, decisiones de precios que pueden tomar una empresa dicen relación con el nivel de competitividad en el corto plazo, no afectando la estructura del mercado de generación.

5.2.2. La capacidad como variable estratégica

El mercado de generación eléctrica en Chile opera en un mercado adaptado a la demanda, es decir, en el cual la potencia instalada satisface exactamente la demanda máxima, la que es satisfecha con la capacidad disponible al costo marginal del sistema. Es decir, las empresas que son despachadas para generar, son las que cuentan con el menor costo variable y con la capacidad suficiente para satisfacer la demanda de energía.

En términos de capacidad instalada, en Chile existe un exceso de oferta al considerar todas las tecnologías que son capaces de generar, independiente de sus costos variables. Sin embargo, como el parque generador debe operar al mínimo costo del sistema, sólo operarán las centrales de menor costo variable hasta satisfacer la demanda.

Las decisiones de capacidad que tomen las empresas que se encuentren en el mercado como las que deseen ingresar, podrían modificar la estructura del mercado, como tamaño, número de empresas, niveles de concentración, tecnologías de generación y barreras de ingreso.

Al incrementar la capacidad de generación en tecnologías eficientes, podría desincentivar el ingreso de nuevos entrantes si es que estos cuentan con tecnologías menos eficientes y en el caso de ingresar, verían afectada su utilidad esperada por no ser despachadas o no aprovechar los rendimientos de escala por menor generación. También afectaría a las empresas que se encuentran en el mercado y que operan a costos variables mayores, traduciéndose en menores ingresos si no cuentan con contratos a precios sobre los spot.

5.2.3. Integraciones verticales

La regulación eléctrica en Chile norma el alcance de la integración vertical, limitándola con la transmisión troncal. Sin embargo, no es así entre generación

y distribución, como tampoco existe restricción para integrarse con fuentes de suministro o logística asociada.

Las integraciones verticales en el contexto regulatorio chileno han estado presente desde el DFL N° 1 de 1982, no evidenciando sustanciales cambios en la estructura del mercado de generación eléctrica. Principalmente por las regulaciones en materia eléctrica y antimonopolio. Por lo tanto, no se considera que las integraciones verticales que no impliquen control de recursos, posean un alto impacto en las estructuras mercado.

5.2.4. Control de recursos disponibles

Las empresas de generación eléctrica pueden tomar decisiones estratégicas para asegurar el suministro y control de los insumos o combustibles requeridos para la generación eléctrica. Este control de recursos disponibles puede ser a por medio de integración vertical aguas arriba o por medio de relaciones contractuales con las empresas que poseen el control de los recursos. Para el caso particular del gas natural licuado (GNL), se analizará su efecto en el capítulo 5 sus efectos en el mercado de generación eléctrica la interacción estratégica y las posibles interacciones estratégicas de los propietarios de los actuales terminales de regasificación como los incentivos para los nuevos entrantes.

5.2.5. Innovación

La decisión estratégica relacionada con innovación dice directa relación con las mejoras tecnológicas introducidas en las centrales de generación eléctrica. Sin embargo, estas decisiones no son de rápida implementación y para efectos del presente estudio, se encuentran fuera del horizonte de corto y mediano plazo en que pudiera implementarse esta decisión estratégica.

5.2.6. Otros (calidad, localización)

La energía producida en Chile posee estándares de calidad que la convierte en un producto homogéneo, independiente de qué central generadora provenga y de la tecnología utilizada para su generación.

La localización de una nueva central de generación eléctrica, además de los requisitos técnicos para su operación y considerando la integración entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), como también la nueva ley de transmisión eléctrica, en que se eliminará la señal de localización, este tipo de decisiones no posee características relevantes en la interacción estratégica con las otras empresas participantes en el mercado de generación eléctrica en Chile.

5.3. GNL como combustible de generación eléctrica

El gas natural licuado (GNL) es regasificado y transportado hasta las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural. Estas centrales de generación eléctrica se pueden clasificar en centrales de generación de ciclo simple y ciclo combinado.

5.3.1. Centrales de generación de ciclo simple o abierto

Son centrales térmicas con turbina de gas (de ciclo simple) para cronogramas cortos de instalación y puesto en servicio rápido. Son muy flexibles (modifican su nivel de producción con cierta rapidez)

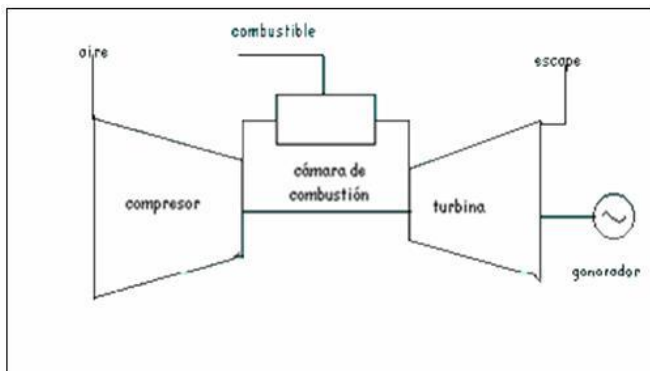


Figura 5-10: Esquema centrales de generación de ciclo abierto

Fuente: <http://power.sitios.ing.uc.cl/>

5.3.2. Centrales de generación de ciclo combinado

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. En estas centrales la energía térmica del gas natural es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos primero una turbina de gas y después una turbina de vapor.

El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. Esta tecnología tiene una alta eficiencia y es poco contaminante (en comparación con centrales convencionales)



Figura 5-11: Esquema centrales generación ciclo combinado

Fuente: <http://www.lusine.com.ar/>

La primera central de generación eléctrica en base a gas natural en Chile corresponde a Termoeléctrica Tocopilla y Termoeléctrica Mejillones en el SING y en el SIC Centrales Nehuenco y San Isidro.

En el gráfico del Anexo E, se aprecia que la mayor incorporación de centrales de generación en base a gas natural se construyó e iniciaron en operación entre los años 1998 y 2005, años en que se contaba con el suministro de gas natural argentino tanto para el SIC como el SING. Con posterioridad al año 2005 la incorporación de centrales que utilizan gas natural como combustible ha sido marginal, no registrándose nuevas incorporaciones relevantes hasta el año 2016, cuando se proyecta el inicio de operaciones de la Central Kelar en el

SING, a pesar de la llegada a Chile del GNL en el 2009 en el SIC y en el 2010 en el SING.

Los escasos proyectos de generación eléctrica basados en gas natural evidencian las incertidumbres producto de la volatilidad en los precios internacionales de los combustibles y el acceso al insumo, al estar concentrada la propiedad de Terminal de Quintero y Mejillones en empresas generadoras y grandes consumidores.

Con la difusión de la política energética del gobierno de Chile, en el año 2014, donde se promueve el uso de GNL en la generación eléctrica en reemplazo del diésel, incrementando la capacidad de los actuales terminales de regasificación, donde empresas del estado forman parte de los accionistas.

Desde el año 2016 hasta el 2019, se encuentra planificado que ingresen aproximadamente 1.292 MW de generación basada en gas natural y desde el año 2020 en adelante, otros 5.354 MW. Sin embargo, para esta última capacidad proyectada no existe certeza si se concretará debido a requerimientos medioambientales, comunidades y decisiones de inversión de los propietarios.

5.4. Estructuras de incentivos para incumbentes y nuevos entrantes

Las empresas generadoras se rigen por la racionalidad económica, lo que significa que en sus decisiones de inversión prefieran aquellas inversiones que maximicen el beneficio entre alternativas de igual nivel de riesgo. Es decir, las inversiones en nuevas centrales de generación eléctrica o ampliación de las existentes, se realizará sólo cuando los inversores estimen que los retornos esperados de su capital sean a lo menos iguales o superiores a su costo de oportunidad.

Para que se generen incentivos a la inversión en nuevas centrales de generación, deben existir precios de la energía que permitan el desarrollo de

inversiones. Estos precios se manifiestan por mayores costos marginales, los que pueden ser producto de subinversiones o mayor demanda.

Cuando hay un déficit de inversión, la escasez de energía de base suficiente hace que los costos marginales del sistema tiendan a aumentar, lo que a su vez provoca que los incentivos a invertir crezcan debido a las potenciales ganancias esperadas, con lo cual los inversionistas invierten con mayor intensidad, volviéndose de este modo al equilibrio.

Cuando se produce un incremento en la demanda de energía y para satisfacerla debe recurrirse al despacho de centrales de tecnologías menos eficientes y por lo tanto, de mayor costo variable. Este escenario se traduce en mayores costos marginales, se producen incentivos para invertir en nueva capacidad de generación eléctrica para capturar las ganancias producto de la mayor demanda eléctrica, hasta que se regrese nuevamente al equilibrio.

6. MERCADO DE TERMINALES DE REGASIFICACIÓN DE GNL

6.1. Caracterización del mercado de Terminales de Regasificación

La decisión de transportar desde boca de pozo el gas natural por gasoductos o transportarlos en estado líquido, para posteriormente ser regasificado, dependerá de los costos de transporte. Es así que se han determinado tramos en los que es más conveniente transportar por gasoductos terrestres, marítimos o en su estado líquido, cuya recepción se realiza en los terminales de regasificación de GNL.

En Chile existen dos Terminales de regasificación. GNL Quintero, ubicado en el SIC, en la Bahía de Quintero, y GNL Mejillones, ubicado en el SING, en la Bahía de Mejillones.

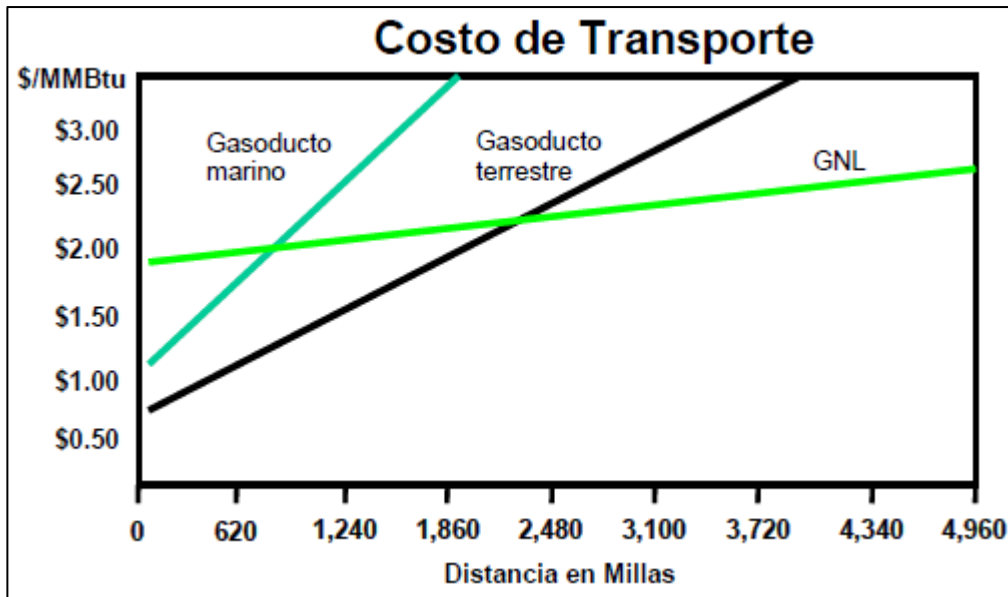


Figura 6-1: **Costos transporte de gas natural**
Fuente: Institute of Gas Technology

6.1.1. Terminal GNL Quintero

Inversión Proyecto : MMUSD 1.500
 Capacidad de regasificación : 15.000.000 m³/día
 Inicio de Operación : Julio 2009

La operación del Terminal GNL Quintero, se realiza a través de dos sociedades independientes: GNL Quintero (GNLQ) y GNL Chile (GNLC), la primera tiene como accionistas a ENAP, Endesa, Metrogas, y Terminal de Valparaíso S.A. (Enagás (51%) y Oman Oil (49%)) teniendo como objeto la explotación de los activos físicos de la terminal, mientras que la segunda cumple funciones de comercializadora y tienen como accionistas en partes iguales Endesa, ENAP y Metrogas.

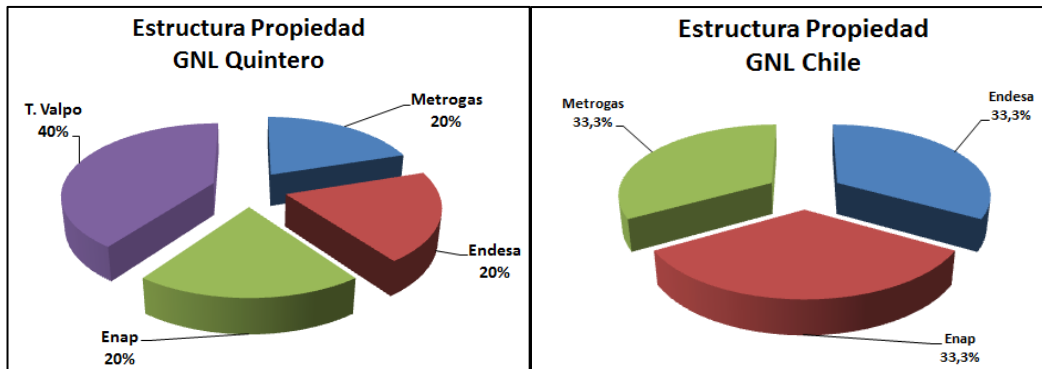


Figura 6-2: Estructura de propiedad GNLQ y GNLC

Fuente: Páginas web GNL Quintero y GNL Chile

6.1.1.1. Modelo de Negocio

GNLC gestiona, administra y organiza la logística necesaria para suministrar gas natural a clientes de la zona centro-sur del país. Para esto, GNLC suscribe contratos de compra de GNL con proveedores internacionales, un contrato por la capacidad del Terminal GNL Quintero, para la recepción de los barcos metaneros, almacenamiento del GNL, regasificación y entrega, como también contratos de suministro con clientes para la entrega de gas natural a la salida del Terminal GNLQ.

Para desarrollar su negocio, GNLC opera con tres tipos de acuerdos principales:

GSA (Gas Sales Agreement). Los clientes de GNL Chile acuerdan un contrato de suministro de gas natural a largo plazo (GSA), que da derecho a capacidad diaria de regasificación, y a recibir Gas Natural. La capacidad diaria está contratada en firme, lo que implica que debe ser pagada se utilice o no (Take or Pay).

SPA (Sale and Purchase Agreement). Cada contrato de suministro de gas natural (GSA) tiene asociado uno o más contratos de Suministro de GNL (SPA). Estos contratos se firman con suministradores internacionales de GNL, y pueden ser de largo plazo o en modalidad de corto plazo (spot). La cantidad de Gas Natural que cada cliente tiene derecho a consumir, y el precio del gas,

dependerá de las condiciones de los SPA que tenga asociados a su contrato. GNLC es quien finalmente contratará la compra del GNL al suministrador será GNLC, quien después de regasificado en el Terminal, lo entregará a él o los nuevos clientes.

TUA (Terminal Use Agreement). GNLC Chile posee un contrato con GNLC Quintero por uso del terminal (TUA). Esto le permite contar con capacidad de recepción de barcos, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural, necesario para prestar sus servicios.

6.1.1.2. Open Season

Para ampliaciones e incrementos en la capacidad de procesamiento del Terminal GNLC Quintero, GNLC Chile realiza un proceso público para ofrecer dicha capacidad a empresas, no discriminando entre clientes actuales y nuevos.

6.1.1.3. Tarifas

Tabla 6-1: Tarifas servicios de regasificación y comercialización GNLC

Escenarios de precio por los servicios de Regasificación y Comercialización*				
Capacidad contratada de 2ª expansión	45 % de 2ª Expansión 2,19 $\frac{MMm^3}{\text{día}}$ (Break Even)	60% de 2ª Expansión 2,92 $\frac{MMm^3}{\text{día}}$	80% de 2ª Expansión 3,89 $\frac{MMm^3}{\text{día}}$	100% de 2ª Expansión 4,86 $\frac{MMm^3}{\text{día}}$
Tarifa fija contrato de 10 años	1,60 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,56 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,50 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,45 $\frac{USD}{MMBtu}$
Tarifa fija contrato de 15 años	1,45 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,40 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,35 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,30 $\frac{USD}{MMBtu}$
Tarifa fija contrato de 20 años	1,37 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,32 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,27 $\frac{USD}{MMBtu}$	1,22 $\frac{USD}{MMBtu}$
Tarifa variable	0,09 $\frac{USD}{MMBtu}$			
$\frac{USD}{MMBtu}$ = Dólares por millón de BTU (British Thermal Unit). $\frac{MMm^3}{\text{día}}$ = Millones de metros cúbicos al día				

Fuente: Página web GNLC Chile

6.1.2. Terminal GNL Mejillones

Inversión Proyecto : \$ MMUSD 750
Capacidad de regasificación : 5.500.000 m³/día
Inicio de Operación : Abril 2010

El Terminal GNL Mejillones es de propiedad de CODELCO (37%) y de GDF SUEZ (63%)

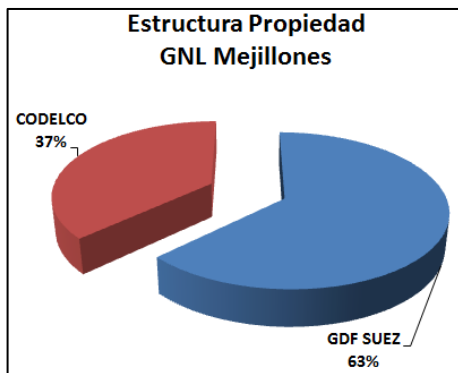


Figura 6-3: Estructura de propiedad GNLM

Fuente: Página web GNL Mejillones

6.1.2.1. Modelo de Negocio

GNLM ofrece los servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL), así como sus servicios asociados, bajo la modalidad de contratos TUA (terminal use agreement), siendo los clientes ahora los encargados de importar el GNL.

Los interesados en participar del Programa Anual de Entregas ADP (annual delivery program) deberán tener un TUA vigente con GNLM y participar del proceso de preparación formal del ADP.

Cada vez que un cliente descarga una nave en el terminal, el inventario es compartido por todos los clientes, permitiendo así que todos los clientes tengan acceso al gas natural todos los días del año.

La adjudicación de capacidad se enmarcará bajo el principio “first committed, first served”.

6.1.2.2. Tarifas

Tabla 6-2: Tarifas servicios contrato base GNLM

duración TUA [años]	spot	1	10	15	20
tarifa [USD/MMBTUpcs]	3,02	3,02	2,01	1,91	1,85

Fuente: Página web GNL Mejillones

*tarifas expresadas en base Enero 2012, sujetas a indexación en base a la variación del CPI de los Estados Unidos.

6.1.2.3. Servicios adicionales

Tabla 6-3: Tarifas Servicios Adicionales

servicio adicional	tarifas
gestión de naves remolcadoras	3.250 USD/nave
gestión de nitrógeno	20 USD/ton de nitrógeno líquido
internación de GNL***	7.000 USD/nave

**tarifas expresadas en base Enero 2014, sujetas a indexación en base a variación del CPI Estados Unidos

***incluye honorarios de Agente de Aduana

Fuente: Página web GNL Mejillones

6.1.3. Terminal GNL Penco – Lirquen

Inversión Proyecto: MMUSD 180

Capacidad de regasificación: 15.000.000 m³/día

Inicio de Operación : 2020 (Proyectada)

Terminal será de propiedad de Biobio Genera S.A.

Considera la construcción y operación de un terminal marítimo de Gas Natural Licuado (GNL) offshore del tipo isla, el cual se conectará al Gasoducto del Pacífico, actualmente existente. Este estará habilitado para recibir, almacenar y regasificar GNL así como transportar gas natural a tierra, mediante un gasoducto submarino.

El Terminal tendrá capacidad para atracar dos naves, una de ellas del tipo FSRU (Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación), la que estará atracada permanentemente, y una nave de transporte o "carrier" la cual abastecerá de GNL a la nave FSRU.

El proyecto contempla la construcción y operación de una terminal marítima o unidad "costa afuera", diseñada para la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL. Este último proceso generará gas natural comprimido (GNC), el que será transportado a tierra mediante un ducto submarino, el que enlazará con un gasoducto terrestre para conectarse al sistema de transporte y distribución de gas natural existente. El combustible buscará satisfacer la demanda de los clientes industriales, comerciales y residenciales de la región.



Figura 6-4: Terminal FSRU(Floating Storage and Regasification Units).
Fuente: Página web Biobio Genera S.A.

6.1.4. Terminal Marítimo GNL Talcahuano

Inversión Proyecto : MMUSD 160

Capacidad de regasificación : 8.500.000 m³/día

Inicio de Operación : 2021 (Proyectada)

Terminal será de propiedad de Inversiones GNL Talcahuano S.p.A

El Proyecto consiste en la instalación y operación de un Terminal Marítimo del tipo isla near-shore en el cual atracará regularmente la unidad de transporte de GNL y donde también se encontrará permanentemente amarrada la Balsa de Almacenamiento y Regasificación de GNL. Este Terminal Marítimo será capaz de recibir, almacenar y regasificar Gas Natural Licuado, generando Gas Natural, el que será transportado a tierra mediante un gasoducto que se conectará al sistema de transporte y distribución de Gas Natural. El combustible buscará satisfacer la demanda de los clientes industriales, comerciales y residenciales de la región.

6.2. El análisis de Costos del GNL

Del costo del gas natural en cada etapa de la cadena de abastecimiento muestra que Licuefacción concentra una alta proporción del costo final del gas natural. Los costos logísticos están entre 4 y 7 USD/MMBTU dependiendo del país de origen y características del gas a boca de pozo. A este costo, se le suma el valor de producción el que varía de acuerdo a los mercados internacionales.

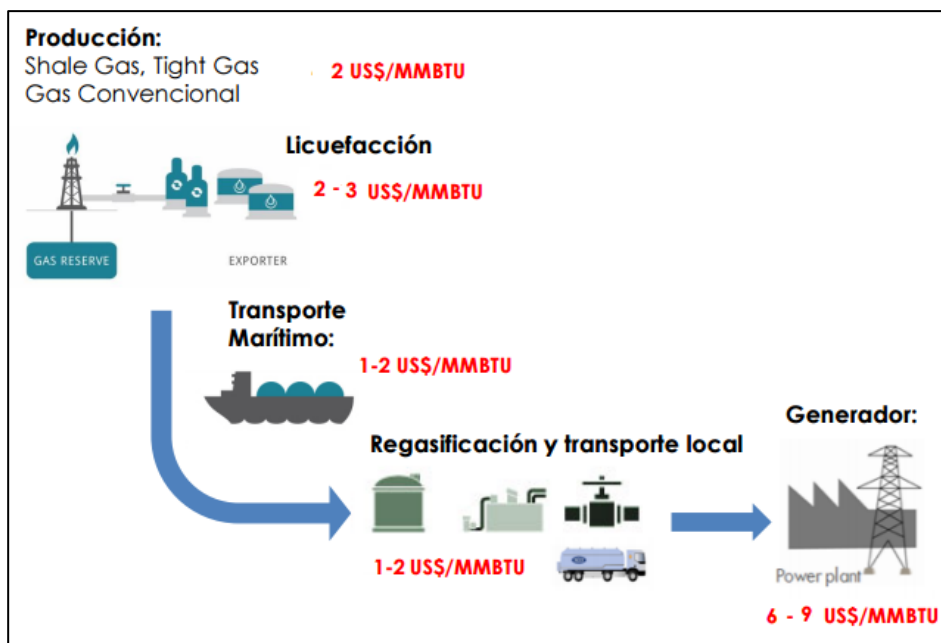


Figura 6-5: Costos cadena de valor gas natural

Fuente: Systep – Julio 2015 Actualizado a valores Abril 2016

6.3. Alternativas de abastecimiento de gas natural

6.3.1. Argentina

Desde el año 2005, Argentina pasó de ser exportador de GN a importador, debido a la reducción en inversión en exploración y producción de gas natural.

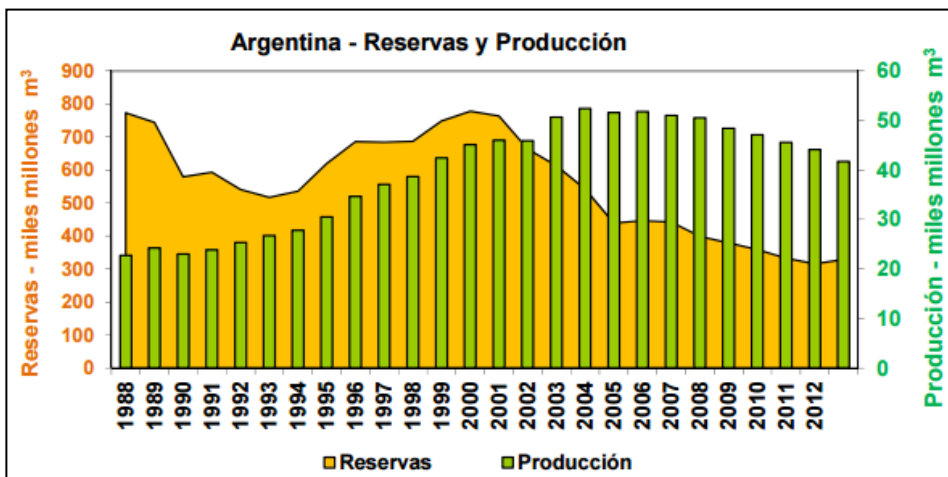
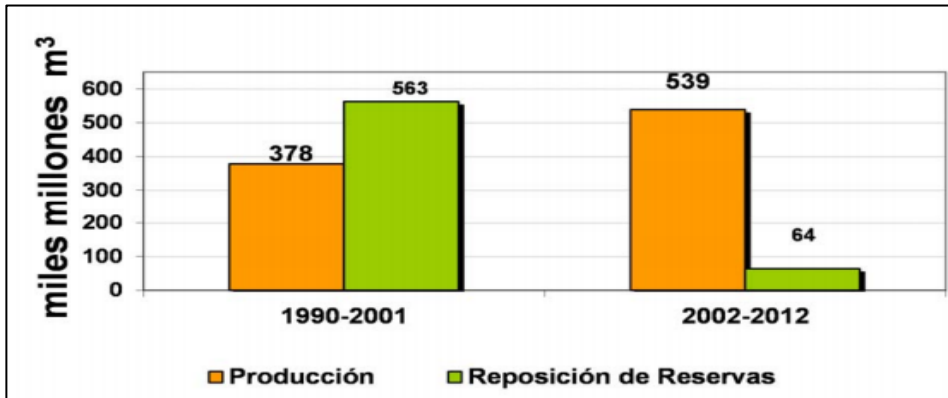


Figura 6-6: Evolución reservas – producción GN argentino.

Por los largos períodos de desarrollo de nuevas inversiones y demanda interna de Argentina, no se considera factible que Argentina vuelva a ser exportador de gas natural antes del horizonte de 10 años.

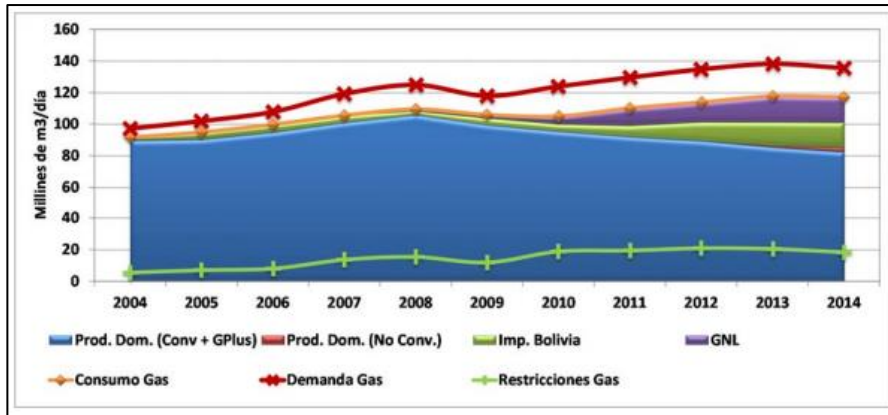


Figura 6-7: Evolución producción y demanda de GN argentino.

6.3.2. Bolivia

La propuesta llamada "gas por mar", para que Bolivia pueda recuperar una salida al mar con soberanía, fue respaldada por un referendo en 2004, tras la caída del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada (2003) que intentó exportar ese recurso a través de Chile. Fuente: <http://www.elclarin.cl/> del 20 de agosto de 2015

Por los motivos antes citados, se descarta el suministro de gas natural desde Bolivia a Chile, en el horizonte de 10 años.

6.3.3. Perú

Perú estudia la compra de gas natural a Bolivia, lo que permite inferir que no posee suficiente recurso para exportar a Chile (Fuente: <http://www.telesurtv.net/>). Además, no existen gasoductos entre ambos países, lo que requeriría grandes inversiones para interconectar con los gasoductos existentes en el norte de Chile.

En el mes de marzo de 2016, el Consejo de Ministro de Perú aprobó el proyecto de ley que faculta a ese país exportar sus excedentes de electricidad a sus vecinos, entre ellos Chile. La propuesta de interconexión inicial de 130 MW y una mayor de 1.000 MW, que demandarán una inversión de US\$725 millones. Fuente: Emol.com

6.4. Estructuras de incentivos para incumbentes y nuevos entrantes

Un terminal de regasificación, sólo tiene justificación si se posee un destino para el gas natural importado. Los usos son generación eléctrica y suministro de gas por red. Sin embargo, el gobierno de Chile mediante su política energética, se encuentra incentivando el uso del GNL como combustible de generación eléctrica en reemplazo del diésel, por lo que a través de empresas del estado que mantienen propiedad en los terminales de regasificación de Quintero y Mejillones, ha propiciado sus ampliaciones para fomentar la construcción de centrales que operen con este combustible, que sin este insumo básico, no podrían desarrollarse.

De acuerdo a lo anterior, se puede deducir que existen dos fuentes de incentivos para la construcción y/o ampliación de terminales de regasificación en Chile. Uno es generar disponibilidad de gas natural para futuras centrales de generación y así fomentar la inversión en capacidad y la segunda es que centrales de generación en base a gas natural, que no posean acceso a los terminales ya construidos, ya sea por restricciones temporales en el acceso al gas natural, donde para cumplir con obligaciones adquiridas de suministro, no es posible esperar una ampliación del terminal o por ubicación geográfica, donde por motivos técnicos y/o económicos les sea conveniente construir un nuevo terminal de regasificación, como es el caso del Terminal GNL Penco – Lirquen, para abastecer Central El Campesino que posee contratos adjudicados para suministrar energía eléctrica a clientes regulados.

7. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE COMPETITIVIDAD

Para determinar el nivel de competitividad económica de las tecnologías de generación térmica en Chile, se utilizó el método screening curves entre las tecnologías diésel ciclo abierto, gas natural (ciclo combinado) y vapor carbón.

Se analizó el comportamiento de cada tecnología utilizando la información de generación eléctrica del año 2015 (71.707.940 MWh) y los costos al cierre del

año 2015. Incorpora las tecnologías térmicas maduras en Chile, con facultad de constituir generación de base, considerando capacidades de generación y factores de planta para cada tecnología en estudio.

Se simuló la condición de borde para el nivel de costo de combustible para ciclo combinado en la situación en que desplace totalmente la generación a carbón, considerando todos los demás parámetros constante. El mismo escenario se realizó para el nivel de inversión de tecnología de ciclo combinado que desplace la generación a carbón. Finalmente, se simuló el costo de inversión de la tecnología a carbón que desplace totalmente la generación a gas natural.

Las tecnologías de costos variables inferiores a las térmicas más competitivas, pero que son dependientes de condiciones climáticas, que son despachadas sólo cuando exista disponibilidad del recurso, descontarán generación de la tecnología base.

La información utilizada para proyectar la demanda y precio de los combustibles, se encuentran en las siguientes tablas.

Tabla 7-1: Proyección demanda energía eléctrica

Año	Sistemas		Total (GWh)
	SIC (GWh)	SING (GWh)	
2016	51.852	17.649	69.501
2017	53.870	18.556	72.426
2018	56.210	19.488	75.698
2019	58.742	20.416	79.158
2020	61.500	21.370	82.870
2021	64.221	22.349	86.570
2022	66.774	23.333	90.107
2023	69.409	24.360	93.769
2024	71.917	25.654	97.571
2025	74.431	26.787	101.218

Tabla 7-2: Proyección precio GNL

Año	Precio [USD/MBtu]	Factor de Modulación
2016	9,29	1,000
2017	9,98	1,073
2018	9,41	1,012
2019	9,93	1,069
2020	10,32	1,110
2021	10,48	1,127
2022	10,56	1,136
2023	10,74	1,156
2024	10,86	1,169
2025	10,99	1,182

Tabla 7-3: Proyección precio carbón térmico

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2016	85,99	1,000
2017	87,77	1,021
2018	88,36	1,028
2019	89,16	1,037
2020	90,09	1,048
2021	90,95	1,058
2022	91,51	1,064
2023	92,02	1,070
2024	92,38	1,074
2025	93,00	1,081

Tabla 7-4: Proyección precio crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2016	72,13	1,000
2017	77,49	1,074
2018	77,38	1,073
2019	78,85	1,093
2020	80,31	1,114
2021	82,50	1,144
2022	84,88	1,177
2023	87,37	1,211
2024	89,92	1,247
2025	92,49	1,282

7.1. Escenario Base al 31.12.2015. Situación actual

La información utilizada para construir la screening curve para el escenario base, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-5: Datos screening curve base diciembre 2015

Cap MW	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1.262	15.405	155.866	62,0	9,15 USD/MMBTU	6909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2.839	35.135	336.294	28,1	78,33 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	19.167	101.529	107,8	462,15 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

El análisis de screening curve muestra que las curvas de costos de generación diésel y ciclo combinado se intersectan en 1.387 horas, lo que equivale al 16% de las horas anuales, lo que significa que la generación óptima de diésel es de 375.119 MWh, representando un 0,52% de la curva de carga anual de sistema.

La intersección de las curvas de costos de generación de ciclo combinado y vapor carbón, se produce en 5.806 horas, equivalente a 66% de las horas anuales, lo que significa que la generación óptima de ciclo combinado es de 5.576.765 MWh, representando un 7,78% de la curva de carga anual de sistema, por lo que la generación óptima de vapor carbón y otras tecnologías de bajos costos variables dependientes de condiciones climáticas alcanzaría 65.756.055 MWh, representando un 91,70% de la curva de carga anual de sistema. Ver Anexo J.

7.2. Escenario en que generación por GNL desplaza a generación en base a carbón en un 100% por reducción en costos variables. Situación actual

En el presente escenario se ha simulado la condición de borde que debería darse para el costo combustible de generar con gas natural en ciclo combinado, manteniendo los demás parámetros constantes desplace completamente la generación vapor carbón. La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-6: Datos escenario GNL desplaza carbón por CV

Cap MW	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1.262	15.405	155.866	50,5	7,31 USD/MMBTU	6909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2.839	35.135	336.294	28,1	78,33 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	19.167	101.529	107,8	462,15 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Con un valor del GNL de 7,13 USD/MMBTU, que representa un 20% menos que el precio base, permitiría desplazar completamente la generación en base a carbón, suponiendo todos los demás parámetros constante y que la capacidad de generación a gas natural puede suplir completamente la generación a carbón. Sin embargo, se mantendría una proporción en base a diésel, equivalente a 265.982 MWh (0,37%) y 71.441.958 MWh generación eléctrica mediante gas natural (ciclo combinado). Ver Anexo K.

7.3. Escenario en que generación por GNL desplaza a generación en base a carbón en un 100% por reducción en los costos de inversión.

En el presente escenario se ha simulado la condición de borde que debería darse para el costo de inversión de generar con gas natural en ciclo combinado, manteniendo los demás parámetros constantes, desplace completamente la generación vapor carbón. La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-7: Datos escenario GNL desplaza carbón por

Cap MW	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	437	15.405	64.063	62,0	9,15 USD/MMBTU	6909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2.839	35.135	336.294	28,1	78,33 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	19.167	101.529	107,8	462,15 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Para que la generación en base a GNL logre desplazar completamente a la generación por carbón, mediante reducción en los costos de inversión, suponiendo todos los demás parámetros constante y que la capacidad de generación a gas natural puede suplir completamente la generación a carbón. La tecnología de ciclo combinado debería alcanzar un nivel de inversión de 427 USD/kW, lo que significa un 65% de reducción en comparación con el escenario base. De esta forma, GNL ciclo combinado desplazaría tanto la generación en base a carbón como a diésel. Ver Anexo L.

Escenario en que generación por carbón desplaza a generación en base a GNL en un 100% por reducción en los costos de inversión. Situación actual

En el presente escenario se ha simulado la condición de borde que debería darse para el costo de inversión de generar con carbón, manteniendo los demás parámetros constantes, desplace completamente la generación en base a gas natural (ciclo combinado). La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-8: Datos escenario carbón desplaza a GNL por CI

Cap MW	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1.262	15.405	155.866	62,0	9,15 USD/MMBTU	6909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	1.332	35.135	176.433	28,1	78,33 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	19.167	101.529	107,8	462,15 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Para que la generación a carbón logre desplazar completamente a la generación a GNL, mediante reducción en los costos de inversión, suponiendo todos los demás parámetros constante y que la capacidad de generación a gas natural puede suplir completamente la generación a GNL. La tecnología de vapor carbón debería alcanzar un nivel de inversión de 1.332 USD/kW, lo que significa un 53% de reducción en comparación con el escenario base. Sin embargo, se mantendría una proporción en base a diésel, equivalente a 375.119 MWh (0,52%) y 71.332.821 MWh generación eléctrica mediante vapor carbón. Ver Anexo M.

7.4. Escenario Base al 31.12.2025 y proyección de costos

De acuerdo a información disponible en la CNE, la proyección de costos combustible, la información utilizada para construir la screening curve para el escenario proyectado, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-9: Datos escenario base diciembre 2025

Cap MW	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	Inv. Anualiz. USD/Mw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Específico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1262	140.460	15.405	155.866	73,6	10,99 USD/MMBTU	6.909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2839	301.159	35.135	336.294	31,4	93 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	82.362	19.167	101.529	253,8	1.138 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la proyección de demanda de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la demanda anual de energía correspondiente a la suma de las demandas del SIC y SING alcanzaría en el año 2025 a 101.218.000 MWh

El análisis de screening curve muestra que las curvas de costos de generación diésel y ciclo combinado se intersectan en 344 horas, lo que equivale al 4% de las horas anuales, lo que significa que la generación óptima de diésel es de 67.350 MWh, representando un 0,07% de la curva de carga anual de sistema.

La intersección de las curvas de costos de generación de ciclo combinado y vapor carbón, se produce en 4.676 horas, equivalente a 53% de las horas anuales, lo que significa que la generación óptima de ciclo combinado es de 4.992.216 MWh, representando un 4,93% de la curva de carga anual de sistema, por lo que la generación óptima de vapor carbón y otras tecnologías de bajos costos variables dependientes de condiciones climáticas alcanzaría 96.158.433 MWh, representando un 95,00% de la curva de carga anual de sistema. Ver Anexo N.

7.5. Escenario en que generación por GNL desplaza a generación en base a carbón en un 100% por reducción en costos variables. Situación proyectada.

En el presente escenario se ha simulado la condición de borde, proyectada a 10 años, que debería darse para el costo combustible de generar con gas natural en ciclo combinado, manteniendo los demás parámetros constantes desplace completamente la generación vapor carbón. La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-10: Datos escenario GNL desplaza carbón CV. 2025

Cap Mw	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	Inv. Anualiz. USD/Mw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo		Consumo
									Combustible		Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1262	140.460	15.405	155.866	53,7	7,82	USD/MMBTU	6.909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2839	301.159	35.135	336.294	31,4	93	USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	82.362	19.167	101.529	253,8	1.138	USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Con un valor del GNL de 7,82 USD/MMBTU, que representa un 29% menos que el precio base proyectado, permitiría desplazar completamente la generación al carbón, suponiendo todos los demás parámetros constante y que la capacidad de generación a gas natural puede suplir completamente la generación a carbón. Sin embargo, se mantendría una proporción en base a diésel, equivalente a 58.234 MWh (0,06%) y 101.159.766 MWh generación eléctrica mediante gas natural (ciclo combinado). Ver Anexo O.

7.6. Escenario en que generación por GNL desplaza a generación en base a carbón en un 100% por reducción en los costos de inversión. Situación proyectada.

En el presente escenario se ha simulado la condición de borde proyectada a 10 años que debería darse para el costo de inversión de generar con gas natural en ciclo combinado, manteniendo los demás parámetros constantes, desplace completamente la generación vapor carbón. La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-11: Datos escenario GNL desplaza carbón CI. 2025

Cap Mw	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	Inv. Anualiz. USD/Mw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo		Consumo
									Combustible		Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	-154	-17.137	15.405	-1.731	73,6	10,99	USD/MMBTU	6.909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	2839	301.159	35.135	336.294	31,4	93	USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	82.362	19.167	101.529	253,8	1.138	USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Al sensibilizar el nivel de inversión de la generación con GNL (ciclo combinado), para que logre desplazar completamente la generación vapor carbón, sin alterar

los otros parámetros de las tecnologías en análisis, muestra que no existe un nivel de inversión en generación GNL que permita desplazar al carbón, ya que el valor sensibilizado alcanza a -154 USD/kW. Por lo tanto, no se encuentra dentro del conjunto de solución factible que por medio de reducción de los costos de inversión, la generación eléctrica de ciclo combinado en base a gas natural pueda desplazar a la generación en base a carbón en el horizonte a 10 años. Ver Anexo P.

7.7. Escenario en que generación por carbón desplaza a generación en base a GNL en un 100% por reducción en los costos de inversión. Situación proyectada.

Se ha simulado la condición de borde para el costo de inversión de generar con carbón, manteniendo los demás parámetros constantes en el horizonte proyectado de 10 años, desplace completamente la generación en base a gas natural (ciclo combinado). La información utilizada para construir la screening curve para este escenario, se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7-12: Datos escenario carbón desplaza GNL CI. 2025

Cap Mw	Tecnología	Factor de Planta	Vida útil Años	Inversión USD/kw	Inv. Anualiz. USD/Mw	CF año USD/Mw	Inv + CF USD	CV USD/Mwh	Costo Combustible	Consumo Especifico
370	Ciclo Combinado	91%	24	1.262	140.460	15.405	155.866	73,6	10,99 USD/MMBTU	6.909 BTU/kwh
370	Carbón	90%	30	1.263	134.010	35.135	169.145	31,4	93 USD/ton	0,25 Kg/kwh
120	Diésel Ciclo Abierto	88%	24	740	82.362	19.167	101.529	253,8	1.138 USD/ton	0,244 Kg/kwh

Fuente: Elaboración propia

Para que la generación a carbón logre desplazar completamente a la generación a GNL, mediante reducción en los costos de inversión, suponiendo todos los demás parámetros constante y que la capacidad de generación a gas natural puede suplir completamente la generación a GNL. La tecnología de vapor carbón debería alcanzar un nivel de inversión de 1.263 USD/kW, lo que representa un 56% de reducción en comparación con el escenario base proyectada. Sin embargo, se mantendría una proporción en base a diésel, equivalente a 67.350 MWh (0,07%) y 101.150.650 MWh generación eléctrica mediante vapor carbón. Ver Anexo Q.

8. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS Y ESTRUCTURAS DE MERCADO

Las simulaciones presentadas en el punto 7, representa un análisis económico estático comparativo entre escenarios actuales y proyectados a 10 años, evaluando condiciones de borde definidas, que suponen capacidad de generación infinita para cada tecnología de generación y la inexistencia de limitaciones técnicas, regulatorias ni ambientales para el desarrollo de las respectivas tecnologías de generación. Sin embargo, en el escenario económico, político, ambiental y social actual y futuro se han identificado limitaciones para el desarrollo de ciertas tecnologías de generación, como también el fomento a otras. Condicionantes que deben ser incorporadas al análisis de un escenario futuro de desarrollo de tecnologías generación eléctrica y en particular, la generación a gas natural licuado (GNL).

Las restricciones a incorporar en el estudio, dicen relación al desarrollo de nuevos proyectos termoeléctricos que utilicen carbón como combustible de generación, por oposición de los grupos de interés, como se detalla en el punto 5.1.5.1.2, a pesar que se encuentren en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SIEA) y en el plan de obras.

Otro aspecto que debe ser incorporado en el análisis es la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), específicamente tecnologías solar fotovoltaica y eólica, que al declarar costos variables 0 o muy bajos, serán despachados cuando sea factible su generación, desplazando generación térmica de base.

Finalmente, debido al sistema marginalista de despacho de carga que prioriza las centrales que operan, es importante considerar la posible situación hídrica que puede darse en un determinado año, es decir, un año seco o húmedo.

Para poder incorporar restricciones de capacidad de generación de cada tecnología, se debe conocer el parque proyectado a 10 años, para lo cual se considerará la actual capacidad de generación y proyectos en construcción.

Tabla 8-1: Capacidad Instalada generación eléctrica.

	SIC	SING	Total
Tecnología	Potencia Neta [Mw]	Potencia Neta [Mw]	Potencia Neta [Mw]
Carbón	2.365	2.418	4.783
Gas Natural	2.159	1.441	3.600
Petróleo	2.958	183	3.142
Hidráulica Embalse	3.393	0	3.393
Hidráulica Pasada	2.786	10	2.797
Mini Hidráulica Pasada	394	6	400
Eólica	854	89	943
Solar	773	340	1.113
Otros	414	0	414
Total			20.585

Fuente: CNE**Tabla 8-2:** Proyección capacidad instalada 2025

Tecnología	Capacidad Instalada	Centrales en	Centrales	Total 2025
	Potencia Neta [Mw]	Construcción [Mw]	Proyectadas [Mw]	Potencia Neta [Mw]
Carbón	4.783	847	5.746	11.376
Gas Natural	3.600	594	6.052	10.246
Petróleo	3.142		951	4.093
Hidráulica Embalse	3.393		300	3.693
Hidráulica Pasada	2.797	878	433	4.108
Mini Hidráulica Pasada	400	84	51	536
Eólica	943	508	3.361	4.812
Solar	1.113	1.151	13.709	15.973
Otros	414	23	125	562
Total [Mw]	20.585	4.085	30.729	55.399

Fuente: Cdec-SIC, Cdec-SING y SEIA

Se han definido escenarios posibles para tecnologías de generación eléctrica para el año 2025, considerando la demanda proyectada por CNE. Las centrales que forman parte de la capacidad instalada y proyectos en construcción, ver Anexos R y S, son consideradas como capacidad cierta para el año 2025 y la capacidad definida como proyectos, se considerará en distintos escenarios de ocurrencia, como también condiciones climáticas que pueden determinar el aporte de tecnologías hidráulicas a la generación total en el sistema.

La demanda proyectada por CNE para el horizonte de 10 años, es decir, 2025 es de 101.218.000 MWh y de acuerdo a los resultados del análisis de screening curves para el año 2025, obtenido en el capítulo 7, las generaciones óptimas por tecnología son:

Generación Diésel 67.350 MWh

Generación GNL 4.992.216 MWh

Tecnologías menor CV 96.158.434 MWh

El escenario proyectado al año 2025 para cada tecnología, sin incorporar restricciones es el siguiente:

								
	Gas Natutal		Carbón		Diésel			
	2015	2025	2015	2025	2015	2025		
Cap. Instaslada (MW)	4.194	10.246	5.630	11.376	3.142	4.093		
Factor de Planta	91%		90%		88%			
Generación (GWh)	33.433	81.677	44.387	89.688	24.221	31.552		
								
	Eólica		Solar Fotovoltaica		Hidro Embalse		Hidro Pasada	
	2015	2025	2015	2025	2015	2025	2015	2025
Cap. Instaslada (MW)	1.451	4.815	2.264	15.973	3.393	3.693	4.159	4.644
Factor de Planta	25%		28%		50%		60%	
Generación (GWh)	3.178	10.545	5.553	39.179	14.861	16.175	21.860	24.409

8.1. Escenario en el que se desarrollan todos los proyectos de generación proyectados, sin ninguna restricción y considerando generación en año húmedo

En este escenario, los 96.158 GWh se deberán asignar el despacho de centrales de menor a mayor costo variable, para minimizar el costo marginal del sistema.

Como se supone un año húmedo, serán despachadas las centrales hidráulicas, luego las centrales solares y eólicas, para luego generación carbón, todas en función de sus factores de planta.

Para este escenario, las tecnologías de generación no térmicas de menor costo variable, alcanzarían a cubrir 90.308 GWh, restando para cubrir 10.910 GWh, los que serían cubiertos con generación en base a carbón, que contaría con una capacidad instalada de generación de 89.688 GWh.

En un escenario sin restricciones en tecnología de generación, año húmedo y construcción de la totalidad de proyectos a diciembre del año 2025, la generación anual por tecnología se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 8-3: Escenario 2025 año húmedo y sin restricciones

Generación Solar [GWh]	39.179	39%
Generación Pasada [GWh]	24.409	24%
Generación Embalse [GWh]	16.175	16%
Generación Eólica [GWh]	10.545	10%
Generación Carbón [GWh]	5.851	6%
Generación GNL [GWh]	4.992	5%
Generación Diésel [GWh]	67	0%
Total Año [GWh]	101.218	100%

Fuente: Elaboración propia

En este escenario la capacidad requerida de generación en base a GNL es de 626 MW y la capacidad disponible de generación a GNL sería de 10.246 MW, lo que representa una sobre inversión de 9.620 MW.

8.2. Escenario generación eléctrica, considerando restricciones a la generación en base a carbón y año húmedo

En el caso que las intervenciones de los stakeholder que se oponen a la generación térmica a carbón impidan la construcción de nuevas centrales o los mismos grupos controladores tomen esa decisión, la capacidad instalada

alcanzaría a 5.630 MW, en lugar de los 11.376 MW con los proyectos construidos.

En un escenario con restricción en la construcción de nuevas centrales a carbón, año húmedo y construcción de la totalidad de restantes proyectos a diciembre del año 2025, la generación anual por tecnología se aprecia en el siguiente cuadro. La asignación de generación por tecnología se mantendría igual a la del punto 8.1, debido a que a pesar de la capacidad de generación a carbón se reduce de 89.688 GW a 44.387 GW, el requerimiento de generación a carbón es sólo de 5.851 GWh.

Por lo tanto, las conclusiones para GNL se mantienen igual a las indicadas en el punto 8.1.

8.3. Escenario generación eléctrica, considerando restricciones a la generación en base a carbón, no construcción de centrales solares y eólicas proyectadas, y año húmedo

En este escenario, los 96.158 GWh se deberán asignar el despacho de centrales de menor a mayor costo variable, para minimizar el costo marginal del sistema.

Como se supone un año húmedo, serán despachadas las centrales hidráulicas, sólo solares y eólicas construidas, para luego generación carbón en operación o construcción a diciembre de 2015, todas en función de sus factores de planta.

En un escenario con las restricciones y capacidades descritas, la generación anual por tecnología al año 2025, se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 8-4: Escenario 2025 año húmedo y sin carbón, solares y eólicas

Generación Carbón [Gwh]	44.387	44%
Generación Pasada [Gwh]	24.409	24%
Generación Embalse [Gwh]	16.175	16%
Generación GNL [Gwh]	7.449	7%
Generación Solar [Gwh]	5.553	5%
Generación Eólica [Gwh]	3.178	3%
Generación Diésel [Gwh]	67	0%
Total Año [GWh]	101.218	100%

Fuente: Elaboración propia

Al incorporar las restricciones de la no construcción de nuevas centrales a carbón, eólicas y solares, la distribución de generación se modifica, pasando como principal tecnología de generación el carbón (44%), reduciéndose el aporte de las tecnologías solar de 39% a 5% y eólica de 10% a 3%.

Con estas readecuaciones, se produce un déficit de generación equivalente a 2.456 GWh, los que son asignados a la tecnología que sigue en costos variables y que posea capacidad, es decir, GNL. Con lo que su participación se incrementa de 5% a 7%. Sin embargo, se mantiene una importante sobre inversión, debido a que la capacidad requerida para satisfacer el incremento de generación es de 934 MW y la capacidad disponible sería de 10.246 MW, lo que representa una sobre inversión de 9.312 MW.

8.4. Escenario en el que se desarrollan todos los proyectos de generación proyectados, sin ninguna restricción y considerando generación en año seco

Como se supone un año seco, se hace el supuesto que no serán despachadas las centrales hidráulicas, por lo que primero serán despachadas las centrales solares y eólicas, para luego generación carbón, todas en función de sus factores de planta. Si luego existe un exceso de demanda de energía, será abastecida por la tecnología de menor costo variable y con capacidad ociosa.

En un escenario con restricciones en tecnología hídrica de generación por ser un año, sólo se considerará la capacidad disponible a diciembre de 2015 y

construcción de la totalidad de proyectos a diciembre del año 2025, la generación anual por tecnología se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 8-5: Escenario 2025 año seco y sin restricciones

Generación Carbón [GWh]	46.435	46%
Generación Solar [GWh]	39.179	39%
Generación Eólica [GWh]	10.545	10%
Generación GNL [GWh]	4.992	5%
Generación Diésel [GWh]	67	0%
Generación Pasada [GWh]	-	0%
Generación Embalse [GWh]	-	0%
Total Año [GWh]	101.218	100%

Fuente: Elaboración propia

Al incorporar las restricciones de un año seco, en el que se supone para efectos del estudio, que no habrá generación hidráulica, la totalidad de la menor generación hídrica es compensada por la capacidad disponible de generación a carbón, las conclusiones para GNL se mantienen igual a las indicadas en el punto 8.1.

8.5. Escenario generación eléctrica, considerando restricciones a la generación en base a carbón y año seco

En un escenario sin incorporación de nuevas centrales térmicas de generación a carbón y un año sin generación hídrica, la generación anual por tecnología al año 2025, se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 8-6: Escenario 2025 año seco y sin carbón

Generación Carbón [GWh]	44.387	44%
Generación Solar [GWh]	39.179	39%
Generación Eólica [GWh]	10.545	10%
Generación GNL [GWh]	7.040	7%
Generación Diésel [GWh]	67	0%
Generación Pasada [GWh]	-	0%
Generación Embalse [GWh]	-	0%
Total Año [GWh]	101.218	100%

Fuente: Elaboración propia

Al incorporar las restricciones de la no construcción de nuevas centrales a carbón, la generación térmica a carbón se mantiene como principal tecnología de generación, pero bajando su participación de 46% (8.4) a 44%

Con estas readecuaciones, se produce un déficit de generación equivalente a 2.048 GWh, los que son asignados a la tecnología que sigue en costos variables y que posea capacidad, es decir, GNL. Con lo que su participación se incrementa de 5% a 7%. Sin embargo, se mantiene una importante sobre inversión, debido a que la capacidad requerida para satisfacer el incremento de generación es de 883 MW y la capacidad disponible sería de 10.246 MW, lo que representa una sobre inversión de 9.363 MW.

8.6. Escenario generación eléctrica, considerando restricciones a la generación en base a carbón, no construcción de centrales solares y eólicas proyectadas, y año seco

Como se supone un año seco, no serán despachadas las centrales hidráulicas, sólo solares y eólicas construidas, para luego generación carbón en operación o construcción a diciembre de 2015, todas en función de sus factores de planta.

En un escenario con las restricciones y capacidades descritas, la generación anual por tecnología al año 2025, se aprecia en el siguiente cuadro.

Tabla 8-7: Escenario 2025 año seco y sin carbón, solar y eólicas

Generación GNL [GWh]	48.628	48%
Generación Carbón [GWh]	44.387	44%
Generación Solar [GWh]	4.958	5%
Generación Eólica [GWh]	3.178	3%
Generación Diésel [GWh]	67	0%
Generación Pasada [GWh]	-	0%
Generación Embalse [GWh]	-	0%
Total Año [GWh]	101.218	100%

Fuente: Elaboración propia

En el escenario que no se construyan nuevas centrales térmicas de generación a carbón, eólicas y solares fotovoltaicas y al suponer que no existe generación hídrica por corresponder a un año seco, la distribución de generación se modifica, pasando como principal tecnología de generación el GNL (48%), manteniéndose el aporte del carbón por estar su capacidad máxima, reduciéndose el aporte de las tecnologías solar y eólica a 5% y 3% respectivamente.

Con estas readecuaciones, se produce un déficit de generación equivalente a 43.041 GWh, los que son asignados a la tecnología que sigue en costos variables y que posea capacidad, es decir, GNL. Con lo que su participación se incrementa a 48%, convirtiéndose en la tecnología con mayor aporte a la generación eléctrica anual. Sin embargo, se mantiene una sobreinversión, debido a que la capacidad requerida para satisfacer el incremento de generación es de 6.100 MW y la capacidad disponible sería de 10.246 MW, lo que representa una sobre inversión de 4.146 MW.

8.7. Análisis de generación GNL. Horizonte a 10 años.

En un escenario muy poco probable, en que se desarrollen todos los proyectos de generación, sin ningún tipo de restricción y que las centrales hidroeléctricas se utilicen a plena capacidad, sólo requeriría de 626 MW de GNL y la capacidad disponible de generación a GNL sería de 10.246, lo que representa una sobre inversión de 9.620 MW.

En un segundo escenario, en el que no se desarrollen los proyectos planificados de vapor – carbón, pero desarrollándose las restantes tecnologías, la sobre inversión en tecnología de generación GNL se mantendría en 9.620 MW, debido a que demanda se cubre con la capacidad instalada de generación a carbón.

En el caso que no se desarrollen proyectos carbón, solar y eólico, pero si los hídricos y su capacidad sea utilizada plenamente, la capacidad utilizada de

generación a GNL se incrementa marginalmente, pero manteniéndose una fuerte sobreinversión, equivalente a 9.312 MW.

Al considerarse un año con sequía, pero con el desarrollo de todos los restantes proyectos de generación, la situación para el GNL no cambia en relación al segundo escenario, ya que se mantendría una sobreinversión de 9.620 MW, debido a que la menor generación hídrica es compensada por la generación a carbón.

La situación comienza a revertirse favorablemente para el GNL cuando se restringe completamente la generación hídrica, al suponer un año con sequía y además los proyectos de carbón. Sin embargo, esta mejora aun es marginal, ya que se mantendría un alto nivel de sobreinversión equivalente a 9.363 MW.

El escenario más favorable para la tecnología de generación de ciclo combinado en GNL, es aquella en que no se desarrolle ningún proyecto de generación a carbón, eólico ni solar y además, que no se exista generación hídrica por la situación de sequía. En este caso, GNL pasaría a conformar el principal combustible de generación eléctrica en Chile, con un 48% de la matriz. Sin embargo, para satisfacer esta demanda, requeriría una capacidad instalada de 6.100 MW y si se desarrollan todos los proyectos de generación planificados GNL, alcanzaría a una capacidad de 10.246 MW, lo que representa una sobre inversión de 4.146 MW.

8.8. Análisis estructura de mercado de generación eléctrica y terminales de regasificación. Horizonte a 10 años.

La estructura de incentivos para que se realicen inversiones en capacidad de generación eléctrica, se rige por la racionalidad económica, en que los retornos obtenidos por el capital invertido, sea igual o superior al retorno que se obtendría en otro negocio, a igual riesgo. Cuyos ingresos pueden provenir por incrementos en la demanda eléctrica o por de inversiones que no se realizaron para cubrir la demanda.

Cómo se describió en el capítulo 5, la estructura del mercado de generación eléctrica en Chile se caracteriza por ser un mercado altamente concentrado en cuatro consorcios propietarios de la capacidad de generación eléctrica (82%)

Tabla 8-8: Participación en la generación eléctrica 2015

Propietario	Participación 2015
GRUPO GENER	28%
GRUPO ENDESA	25%
GRUPO COLBÚN	17%
GRUPO E-CL	12%
OTROS	18%
	100%

Fuente: **Cdec-SIC y Cdec-SING**

También se observó que a pesar de ser un mercado concentrado, no se observan prácticas anticompetitivas, las que son desincentivadas por la coordinación y supervisión ejercida por los CDEC y la regulación vigente en Chile que sanciona las prácticas anticompetitivas.

Se observa que la propiedad de la capacidad instalada en Generación GNL se concentra en tres grupos de empresas, los que son Endesa, Colbún y E-CL.

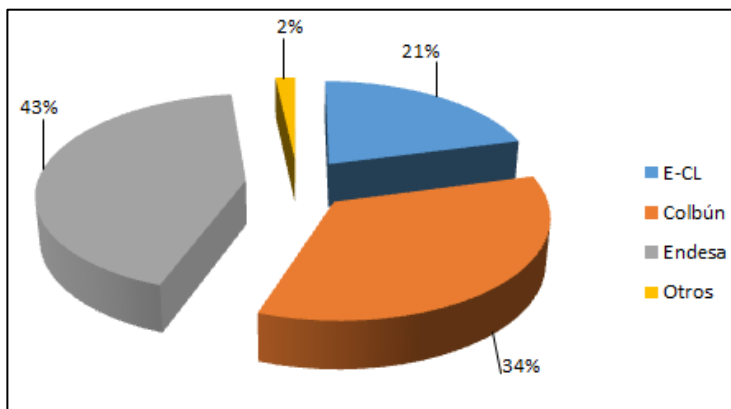


Figura 8-1: Participación propiedad capacidad instalada generación GNL

Fuente: Cdec-SIC y Cdec-SING

Los grupos propietarios del 98% de la capacidad instalada a GNL, coincide con 3 de los 4 grupos que concentran el 82% de la generación en Chile para el año

2015. Sin embargo, los proyectos GNL en construcción y planificados para desarrollarse, no son en su mayoría de propiedad de los principales grupos controladores.

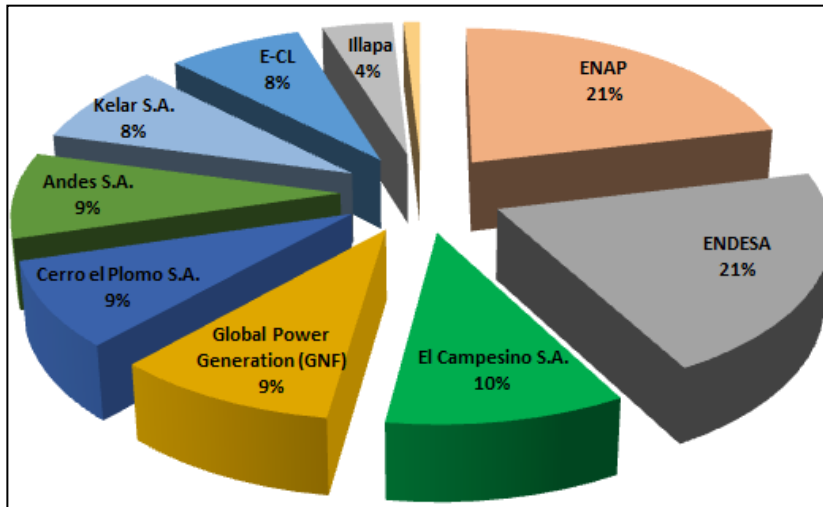


Figura 8-2: Propiedad capacidad instalada proyectos generación GNL

Fuente: Cdec-SIC y Cdec-SING

Sólo el proyecto Ttanti perteneciente a una filial de Endesa y proyecto Las Arcillas de E-CL, pertenecen a los cuatro grupos controladores que concentran el 82% de la generación eléctrica en Chile y estos dos proyectos sólo abarcan el 29% del total de nuevos proyectos de generación a GNL.

Como se describió en el punto 8.6, que representa el mejor escenario para el desarrollo de GNL como combustible de generación eléctrica en Chile, la capacidad instalada requerida para cubrir la demanda de generación eléctrica con GNL es de 6.100 MW. La capacidad instalada a diciembre 2015 en GNL es de 3.221 MW y 594 MW en construcción, lo que suma 3.815 MW y para cubrir la demanda insatisfecha en GNL, se debería construir una capacidad máxima de 2.285 MW.

En el siguiente cuadro, se encuentran identificados los proyectos sin declaración de construcción al 31.12.2015 y entre los que se debería distribuir los 2.285 MW de capacidad disponible a construir.

Tabla 8-9: Proyectos generación GNL

Sistema	Estado	Propietario	Nombre	Puesta Servicio	Potencia Neta (MW)
SIC	Proyecto	Energía Latina S.A.	Central Generación Eléctrica a Gas	2017	58
SIC	Proyecto	Central El Campesino S.A.	Central El Campesino	2019	640
SING	Proyecto	GNL Norte S.A.	Central Termoeléctrica Ttanti	2020	1290
SING	Proyecto	Central Eléctrica Luz Minera	Central eléctrica Luz Minera Spa	2020	760
SIC	Proyecto	ENAP Refinerías S.A	Central Nueva ERA	2020	500
SIC	Proyecto	Cerro el Plomo S.A.	Central Ciclo Combinado Los Rulos	2020	540
SING	Proyecto	Central Illapa	Central Illapa S.A.	2020	250
SIC	Proyecto	AES Gener	Central Lagna Verde	2020	394
SIC	Proyecto	Global Power Generation (G	Central Tierra Noble	2021	600
SIC	Proyecto	E-CL S.A.	Central Las Arcillas	2022	480
SIC	Proyecto	Andes S.A.	Andes LNG	2023	540
					6.052

Fuente: Cdec-SIC, Cdec-SING y SEIA.

Los proyectos con mayor probabilidad de construirse se encuentran Central El Campesino, que se adjudicó generación en la última licitación eléctrica y se encuentra en espera de la resolución ambiental para iniciar la construcción de la central y el terminal de regasificación Penco – Lirquén. También las centrales Nueva ERA y Luz Minera, que pertenecen a Empresa Nacional del Petróleo ENAP, cumpliendo con el mandato del Gobierno de Chile para dar cumplimiento a la agenda energética de Chile, en la que se fomenta el GNL como combustible de generación eléctrica.

La suma de la capacidad instalada que entregarían estas tres centrales, alcanzaría a 1.900 MW, dejando posibilidad de incorporación de una central adicional para cubrir el exceso de demanda estimada para el año 2025. Es probable que esta capacidad sea cubierta por Central Termoeléctrica Ttanti de Endesa, que se construirá en tres etapas de 430 MW cada una, en un plazo de 7 años, por lo que en el horizonte de 10 años, a lo menos debería incorporarse a lo menos una turbina de 430 MW. La construcción de Central Ciclo Combinado Los Rulos se encuentra en duda, por no haberse adjudicado capacidad de regasificación en el último open season de GNL Chile y Central Illapa se encuentra pendiente la decisión de construcción.

La incorporación de las centrales a GNL proyectadas y con factibilidad de satisfacer la demanda al año 2025, no afectaría en forma relevante la concentración de mercado, incrementando sólo la generación eléctrica del

grupo Endesa y las potencias aportadas por las otras centrales proyectadas no lograrían desplazar la posición en la participación del mercado generador de los cuatro principales grupos.

Por lo tanto, no se aprecian condiciones de mercado ni tecnológicas que permitan inferir que una mayor penetración de GNL como combustible de generación en la matriz energética de Chile, produzca cambios en la actual estructura de mercado.

La estructura de incentivos para la construcción de terminales de regasificación, al igual que para incrementar la capacidad de generación eléctrica obedece a la racionalidad económica. Debido a que actualmente el principal destino del GNL regasificado es la generación eléctrica, es poco factible que se construya un terminal de regasificación de GNL, sin que esté asociado a un proyecto de generación térmica que utilice GNL como combustible. Sin embargo, debido a políticas gubernamentales que propicien la construcción de centrales de generación eléctrica, pueden fomentar la construcción de terminales de regasificación para que futuros proyectos de generación a GNL cuenten con acceso al combustible. Esto se ha observado en la construcción de los terminales GNL Quintero y GNL Mejillones, en que han participado las empresas del estado Enap y Codelco respectivamente.

El terminal GNL Quintero ha adjudicado la totalidad de su capacidad de regasificación, por lo que para poder entregar mayor gas natural, debe obligadamente incrementar su capacidad. El terminal GNL Mejillones posee capacidad disponible, la que es asignada en forma no discriminatoria entre las empresas que requieran capacidad de regasificación.

En los casos donde se proyecta construir centrales de generación a GNL donde no existe terminal de regasificación, no son cubiertas por una red de gasoducto conectada a los actuales terminales o sin acceso a capacidad de regasificación, pueden construir terminales flotantes de regasificación (FSRU) como es el caso de Terminal Penco – Lirquén que abastecerá de gas natural la Central El Camposino en la región de Biobío, en el sur de Chile

Por lo tanto, la estructura de mercado de los terminales de regasificación se encuentran altamente condicionada a la existencia de centrales de generación eléctrica que utilicen su capacidad de regasificación, asegurando el retorno de la inversión realizada mediante contratos take or pay, no afectándose sustancialmente la estructura de mercado en el período de análisis.

8.9. Interacción estratégica entre los actuales generadores de electricidad y potenciales entrantes. Horizonte a 10 años.

Los mercados de generación eléctrica y de terminales de regasificación en Chile, son claramente mercados oligopólicos al estar concentrado en pocos participantes, pudiéndose suponer que podrían producirse interacciones estratégicas entre los actuales participantes del mercado y con los potenciales entrantes. Sin embargo, debido a la característica coordinada del mercado generador y la dependencia de los terminales de regasificación con las centrales de generación a gas natural, esta interacción se limita en el horizonte de análisis de 10 años al acceso al gas regasificado a centrales que no posean capacidad contratada, lo cual se resolvería mediante los terminales FSRU, que son de menor costo de inversión y poseen un mayor uso alternativo al poder reasignarse a otras operaciones en distintas ubicaciones geográficas.

Lo anterior, debido a que las decisiones estratégicas que pudieran afectar la estructura de los mercados, dicen relación principalmente a las decisiones de capacidad, las que ya se evidencian mediante proyectos ingresados al Sistema de Evaluación e Impacto Ambiental (SEIA), cuya información es conocida por los participantes del mercado y potenciales entrantes, por lo que la aplicación de teoría de juegos a las decisiones estratégicas de capacidad en el mercado de generación eléctrica se vería limitada a los procesos de licitación eléctrica y clientes libres, cuyos tópicos escapan al alcance de la presente tesis.

9. CONCLUSIONES FINALES

El mercado de generación eléctrica en Chile se encuentra altamente concentrado en cuatro grupos controladores que concentran el 82% de la generación. Sin embargo, a pesar de estar concentrado no se evidencia la presencia de prácticas anticompetitivas, como conductas depredatorias u colusivas.

El mercado de terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) se encuentra muy correlacionado con la capacidad generadora de electricidad que utiliza gas natural como combustible, siendo mutuamente dependientes. Por lo tanto, la principal barrera a la entrada al mercado de terminales de regasificación de GNL es que se debe contar con un contrato que asegure la utilización de su capacidad mínima eficiente de regasificación. Adicionalmente, se identifica como barreras a la entrada, las exigencias y plazos de otorgamiento de calificación ambiental y concesiones marítimas para los terminales de regasificación de GNL en Chile.

Las principales barreras de entrada al mercado de generación eléctrica en Chile por medio de incremento de capacidad, dice relación con alta variabilidad e incertidumbre de los precios futuros de los combustibles de generación, lo que puede condicionar la posición competitiva de la tecnología elegida y por otro lado, la creciente presencia activa de grupos de interés que se oponen a la construcción a nuevos proyectos de generación y de terminales de regasificación, produciendo incertidumbre acerca de los tiempos para resolverlos.

La principal barrera de salida de los mercados de generación eléctrica y terminales de regasificación es la irreversibilidad de las inversiones y su bajo costo de oportunidad. En el caso de los terminales de regasificación flotante (FSRU) podrían tener mayor uso alternativo y por lo tanto menores barreras de salida que los terminales fijos de regasificación.

Dado el acceso no discriminatorio a la capacidad de regasificación por parte de los terminales a los clientes que lo requieran, como la posibilidad de instalar terminales de regasificación flotante (FSRU) donde no se encuentren ubicados terminales fijos y se requiera siniestro de gas natural, asegurándolo contractualmente mediante contratos take or pay, no existen fuertes incentivos por parte de las empresas generadoras de tomar control de los terminales de regasificación.

Mediante el método de screening curves se logró determinar que el grado de competitividad económica de las tecnologías intensivas en GNL se encuentran en una escala intermedia en la generación de base, entre las tecnologías de generación diésel y carbón. GNL posee mayores costos de inversión y menores costos fijos que el diésel, por un lado y por el otro, menor costo de inversión y mayores costos variables que las tecnologías de generación intensivas en carbón.

Al simular escenarios de desarrollo de tecnologías de generación eléctrica y analizar el grado de penetración de las tecnologías intensivas en GNL, se puede apreciar que en una proyección a 10 años (mediano plazo), considerando la demanda estimada y proyección de precios de combustibles de la CNE y simulando la presencia y ausencia de: construcción de centrales a carbón, eólicas y solares, como año húmedo y año seco. Se puede observar que en todos los escenarios existe una sobre inversión de centrales de generación eléctrica intensivas en GNL, observándose el mejor escenario de desarrollo de GNL en el caso que no se desarrolle ningún proyecto de generación a carbón, eólico ni solar y además, que no se exista generación hídrica por la situación de sequía. En este caso, GNL pasaría a conformar el principal combustible de generación eléctrica en Chile, con un 48% de la matriz. Sin embargo, para satisfacer esta demanda, requeriría una capacidad instalada menor a la que existiría si se desarrollan todos los proyectos de generación planificados.

La única posibilidad que GNL pudiera desplazar al carbón como combustible de generación, es reduciendo su costo variable de generación en aproximadamente un 27%, lo que se considera poco factible dada la estructura de costos de GNL en el mediano plazo.

Actualmente, la capacidad instalada en GNL es de 3.600 MW y 594 MW en construcción, lo que suma 4.194 MW y para cubrir la demanda de 6.100 MW de generación en GNL, se debería construir una capacidad máxima de 1.906 MW y la capacidad proyectada para construir es de 6.052 MW, lo que significa que sólo se requerirá un 31% de la capacidad de generación intensiva en GNL proyectada a construirse hasta el año 2025.

El Gobierno de Chile planteó como pilar de su agenda energética, que el GNL reemplace al diésel como combustible de generación eléctrica y que contribuya en la reducción de los costos marginales de generación. Estos objetivos sólo se aprecian como factibles en aquellos escenarios que suponiendo no se construyeran nuevas centrales a GNL y que los requerimientos de GNL superara la capacidad instalada de 4.194 MW, los que deberían ser cubierto con centrales diésel, es decir, escenario año seco y sin carbón, solar y eólicas proyectadas.

No se observan condiciones de mercado ni tecnológicas que permitan inferir que una mayor penetración de GNL como combustible de generación, produzca cambios en la actual estructura de mercado.

10. BIBLIOGRAFÍA

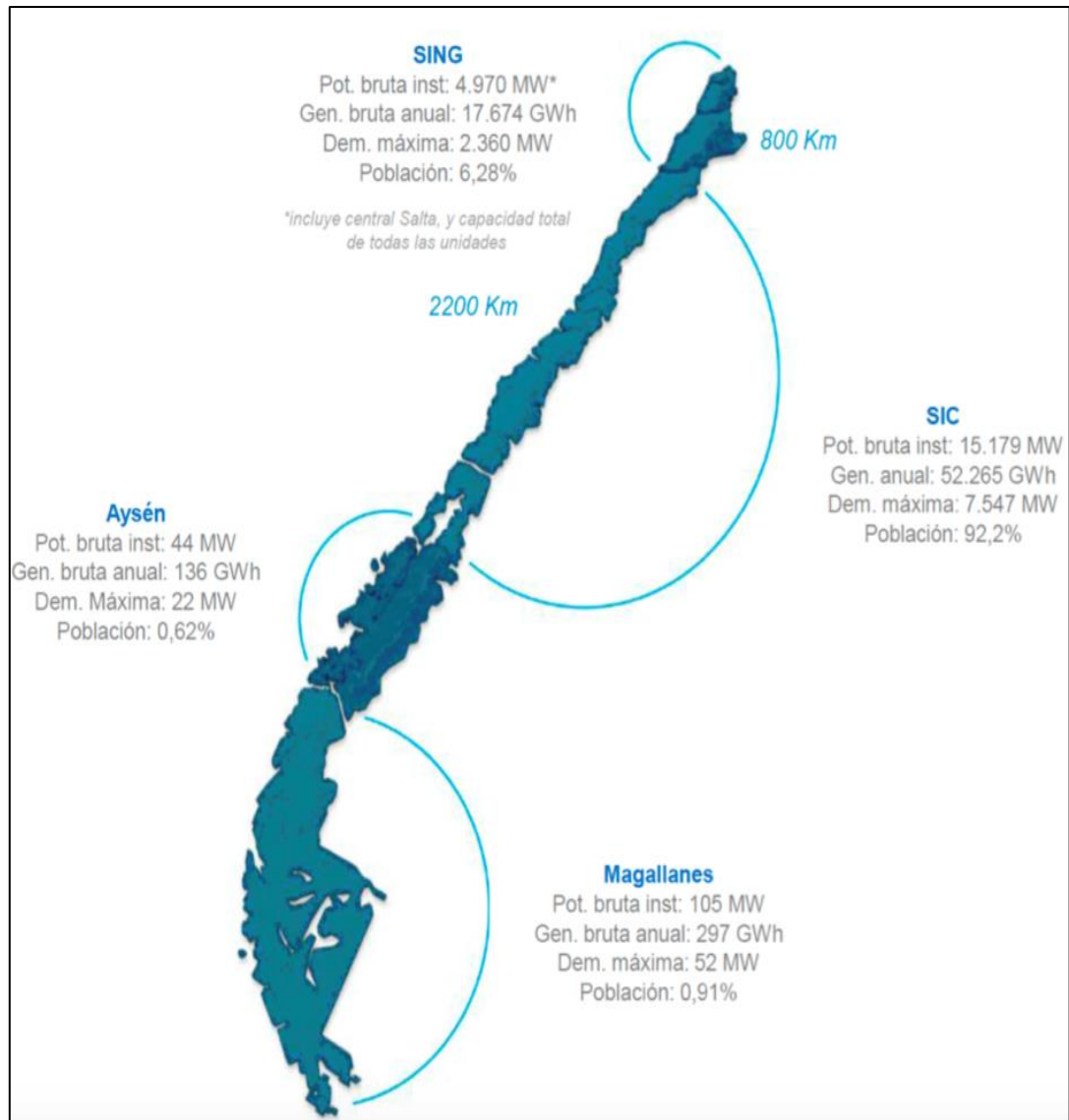
1. UNIVERSIDAD de Chile. Informe final marco regulatorio internacional de la industria de regasificación de gas natural licuado Comisión Nacional de Energía 30 de diciembre de 2010. Centro de Regulación y Competencia Universidad de Chile

2. ESTUDIO. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina. Comisión Económica para América Latina y El Caribe. Naciones Unidas. 1998
3. ESTUDIO del Sector Gas en Chile Asimetría entre Oferente Y Demandante Apuntes Curso de Organización Industrial, Departamento de Ingeniería Industrial. Universidad de Chile. Prof. R. Fischer. Primavera 2012
4. PRESENTACIONES curso de Organización Industrial. Programa de Magister en Ingeniería Industrial, Pontificia Universidad Católica de Chile. Profesores Ricardo Paredes y Ricardo Rainieri. 2008
5. TESIS “Modelos de negocio de los terminales de GNL, para optimizar el costo de abastecimiento de energía en Chile” Universidad Técnica Federico Santa María. 2014
6. ESTUDIO. Perspectivas de uso de la infraestructura de suministro de GNL regasificado en el marco de la Agenda de Energía. CNE. 2015
7. ESTUDIO. Gas natural licuado tecnología y mercado. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. 2006
8. ESTUDIO. Modelación de las restricciones de suministro de GNL en la programación de mediano y largo plazo del SIC. CDEC- SIC. 2015
9. PRESENTACIÓN “Escenarios de desarrollo de la matriz eléctrica futura y el rol del GNL” Pontificia Universidad Católica de Chile. Prof. Hugh Rudnick. 2009
10. TARZIJAN, Jorge y PAREDES, Ricardo “Organización Industrial para la estrategia competitiva” Pearson Educación. Segunda Edición. 2006
11. PEPALL, Lynne, RICHARDS, Daniel J., NORMAN, “Organización Industrial” Teoría y Práctica Contemporánea. Thomson Editores. Tercera Edición. 2006
12. DE CASTRO, Juan y DUCH, Nestor “Economía Industrial” Un enfoque estratégico. MCGRAW-HILL. Segunda edición. 2003
13. HARPER, Enriquez “Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica”. Editorial Limusa. Primera Edición. 2009

14. PRESENTACIÓN. Fiscalía Nacional Económica. La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile. Natalia Fabre, Juan-Pablo Montero y Mar Reguant. 13 de enero de 2014
15. UNIVERSIDAD Católica de Chile. Análisis de la Estructura de Costos del GNL Regasificado” Pontificia Universidad Católica de Chile. Dictuc. Diciembre 2011
16. MINISTERIO de Energía de Chile. Proyectos en construcción e ingresados a SEIA. Ministerio de Energía. Marzo 2016
17. COMISIÓN Nacional de Energía. Licitaciones de suministro eléctrico. Comisión Nacional de Energía. Abril 2015
18. PRESENTACIÓN “Principios de la Regulación Eléctrica en Chile” Francisco Agüero. Facultad de Derecho. Universidad de Chile. Mayo 2011
19. UNIVERSITY of Texas at Austin. Energy Economics Research. “Introducción al GNL”. Enero 2003
20. COMITÉ Ejecutivo de Escenarios Energéticos Chile-2030 “Visiones y temas clave para la matriz eléctrica” Julio 2013
21. ESTUDIO “Diagnóstico y perspectivas para la operación de los terminales de GNL en Chile”. Consultora Masenergia Ltda. 22 de diciembre de 2011
22. UNIVERSIDAD de Chile. Centro de Energía. Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay. Diciembre 2014
23. PRESENTACIÓN. Pontificia Universidad Católica de Chile y Systep Presentación “El costo de la energía en Chile” 2 de julio de 2015
24. TESIS. The University of Texas at Austin. Thesis Generation Capacity Expansion Planning using Screening Curves Method. Tong Zhang. 2013
25. INFORME Costos de Inversión por Tecnología de Generación” Agosto 2015. Comisión Nacional de Energía
26. PRESENTACIONES asignatura MEE-421 - Industria Eléctrica I, versión 2015.
27. PRESENTACIONES asignatura MEE-422 - Normas, Leyes y Regulaciones I, versión 2015

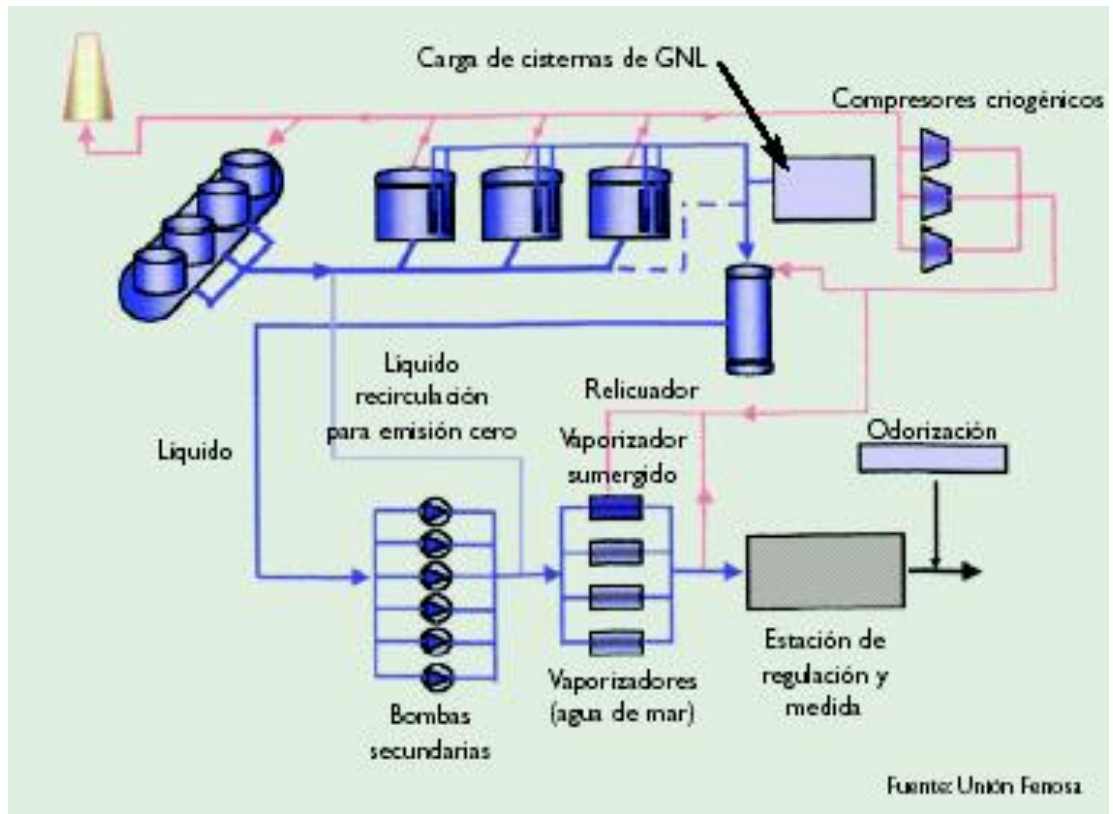
28. PRESENTACIONES asignatura MEE-431 - Industria Eléctrica II, versión 2015.
29. PRESENTACIONES asignatura MEE-432 - Normas, Leyes y Regulaciones II, versión 2015
30. INFORME asignatura MEE-421 "Historia del gas argentino en Chile evolución del GNL" versión 2014
31. INFORME asignatura MEE-422 "Análisis Comparativo del Marco Regulatorio de la Distribución de Gas Natural por Redes en Chile y España" versión 2014
32. INFORME asignatura MEE-432 "Análisis Comparativo del Marco Regulatorio Mercado de Generación y Comercialización de Chile y España" versión 2015

ANEXO A: Sistemas Eléctricos en Chile

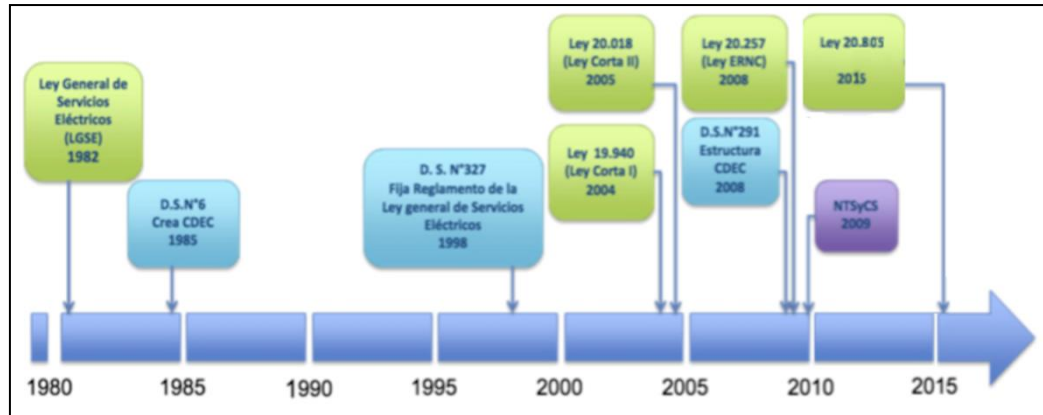


Fuente: Anuario CDEC-SIC 2014

ANEXO B: Procesos Terminal Importadora de GNL



ANEXO C: Evolución de Leyes, Sector Eléctrico



Doc. o Normativa	Número	Materia
Decreto con Fuerza de Ley	4	Con el DFL-4 fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley nº 1, de minería, de 13.09.1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica.
Decreto Supremo	6	Aprueba reglamento de coordinación de la operación interconectada de centrales generadoras y líneas de transporte. Creación CDEC
Decreto Supremo	327	Fija Reglamento de la Ley de General de Servicios Eléctricos
Ley	19.940	Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos Ley Corta I
Ley	20.018	Modifica el marco normativo del sector eléctrico Ley Corta II
Decreto Supremo	291	Aprueba reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC
Ley	20.220	Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.
Ley	20.257	Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales Ley ERNC
Res. Exenta	321	Dicta norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el sistema interconectado del norte grande y para el sistema interconectado central
Ley	20.805	Perfecciona Sistema Licitaciones Suministro Eléctrico clientes regulados de precios
Decreto con Fuerza de Ley	1.122	Fija texto del código de aguas.
Ley	19.300	Aprueba ley sobre bases generales del medio ambiente. Modificada el 2009 por la ley 20417.

Fuente: La base de datos legal de la Biblioteca del Congreso Nacional.

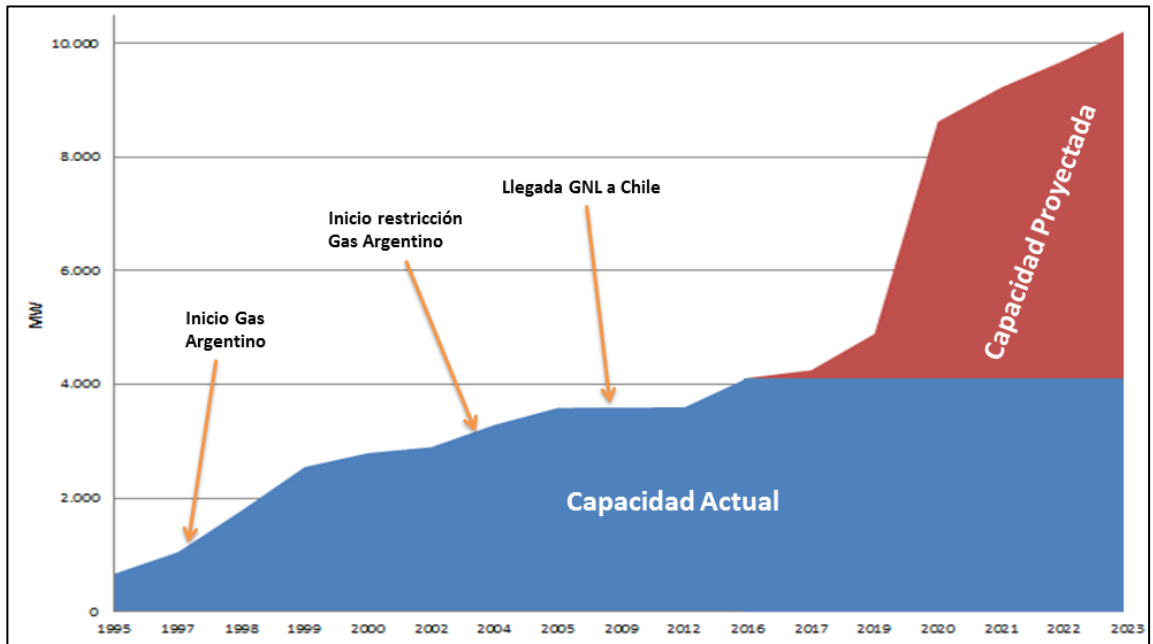
Elaboración Propia

ANEXO D: Marco Normativo Distribución GN por Redes

Doc. o Normativa	Número	Fecha	Estado	Materia
Decreto con Fuerza de Ley	323	30-05-1931	Vigente	Ley de Servicios de Gas.
Decreto Supremo	1465	04-04-1992	Vigente	Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre Chile y Argentina. Ministerio de Relaciones Exteriores
Decreto Supremo	263	08-07-1995	Vigente	Reglamento sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el Transporte de Gas. Ministerio de Economía.
Decreto Supremo	1183	27-11-1995	Vigente	Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del ACE N° 16 entre Chile y Argentina que establece las normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre Chile y Argentina. Ministerio de Relaciones Exteriores.
Decreto	67	07-05-2004	Vigente	Reglamento de Servicio de Gas de Red. Ministerio de Economía.
Decreto Supremo	280	28-10-2009	Vigente	Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red. Ministerio de Economía.
Decreto Supremo	277	03-09-2007	Vigente	Aprueba Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado. Ministerio de Economía.
Resolución Exenta	292	16-02-2009	Vigente	Establece Requisitos para la Autorización de Laboratorios de Ensayos, Organismos de Inspección y Organismos de Certificación, y el Sistema de Certificación de Plantas de Gas Natural Licuado. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
Resolución	754	22-04-2004	Vigente	Adopción de medidas ante una contingencia en el abastecimiento de gas natural.

Fuente: La base de datos legal de la Biblioteca del Congreso Nacional. Elaboración Propia

ANEXO E: Evolución y Proyección Capacidad Generación GN



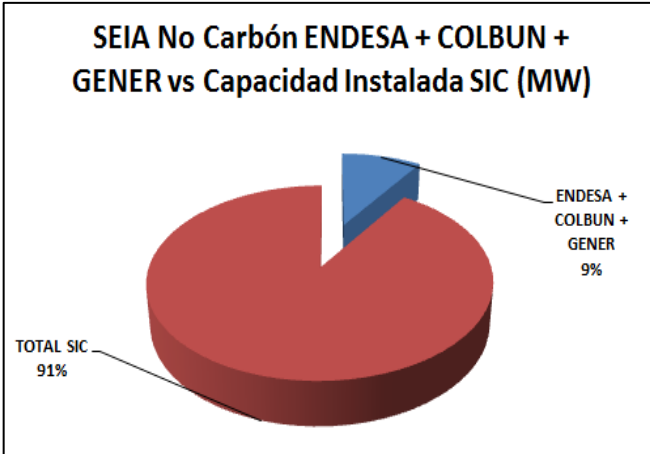
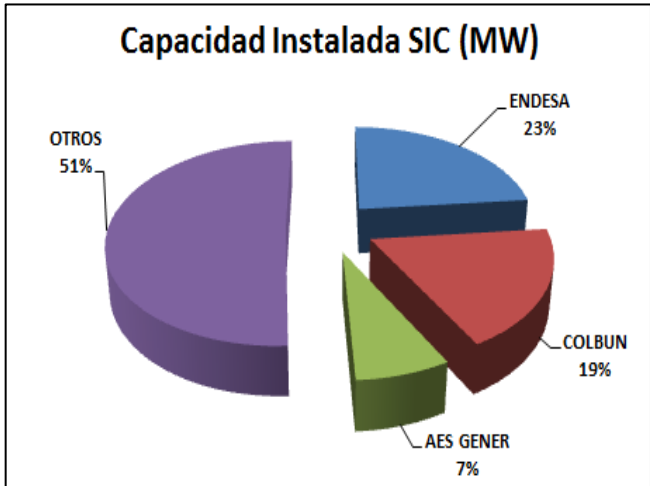
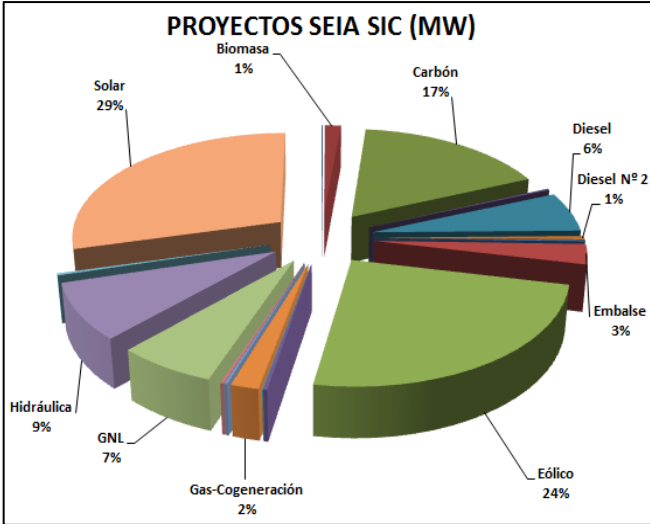
Fuente: CDEC SIC y CDEC SING. Elaboración propia

ANEXO F: Grupos Interés que se Oponen a Proyectos

			
<p>Objetivo: Impedir ejecución de proyecto Alto Maipo (AES Gener)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyecto Central Cuervo (Energía Austral)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyecto línea Cardones-Polpaico (Interchile) y a termoeléctrica Los Rulos (IC Power)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyecto hidroeléctrico Río Bueno (Atiaia Energía)</p>
			
<p>Objetivo: Rechazo a proyecto Octopus, (Terminal GNL Penco-Lirquén y termoeléctrica El Campesino, de Biobíoenera)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a central hidroeléctrica Ñuble (Eléctrica Puntilla)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyecto parque eólico Chiloé (Ecopower)</p>	<p>Objetivo: Rechazo proyecto hidroeléctrico Central Mediterráneo (Mediterráneo S.A.)</p>
			
<p>Objetivo: Rechazo Central hidroeléctrica San Pedro (Colbún)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a central termoeléctrica Los Robles (AES Gener)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyecto termoeléctrica Cerro Chuño (Rurelec)</p>	<p>Objetivo: Rechazo a proyectos hidroeléctricos El Castillo y Centinela (Electro Austral Generación)</p>

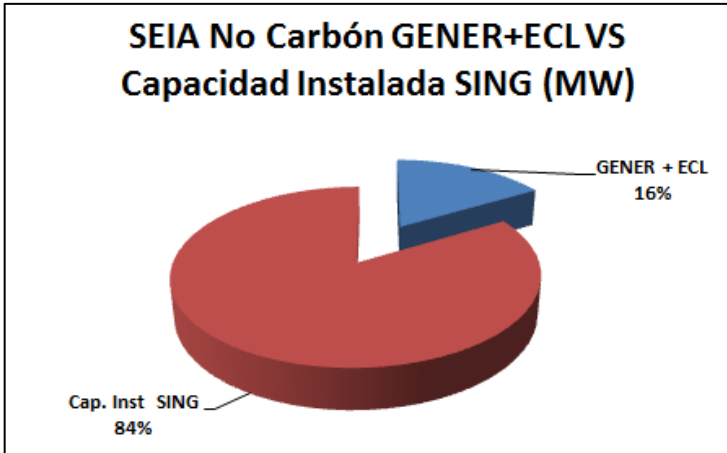
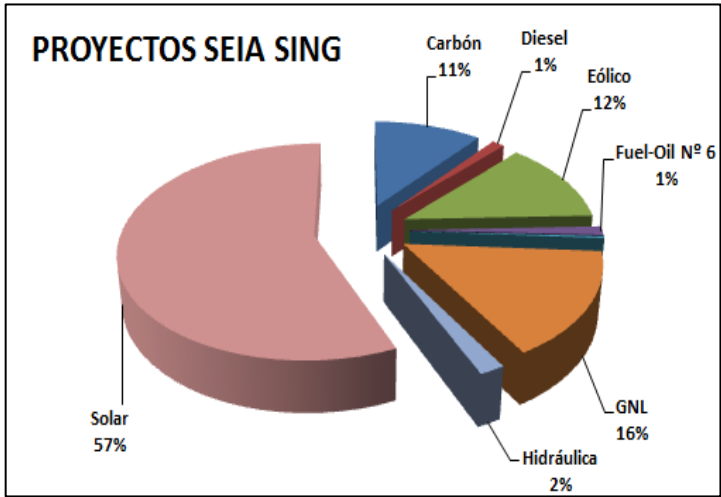
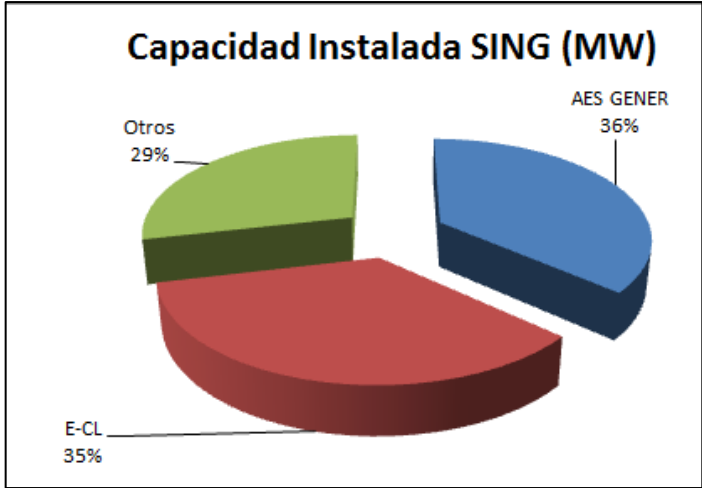
Fuente: Revista Electricidad. Número 193.

ANEXO G: Capacidad Instalada SIC y Proyectos SEIA



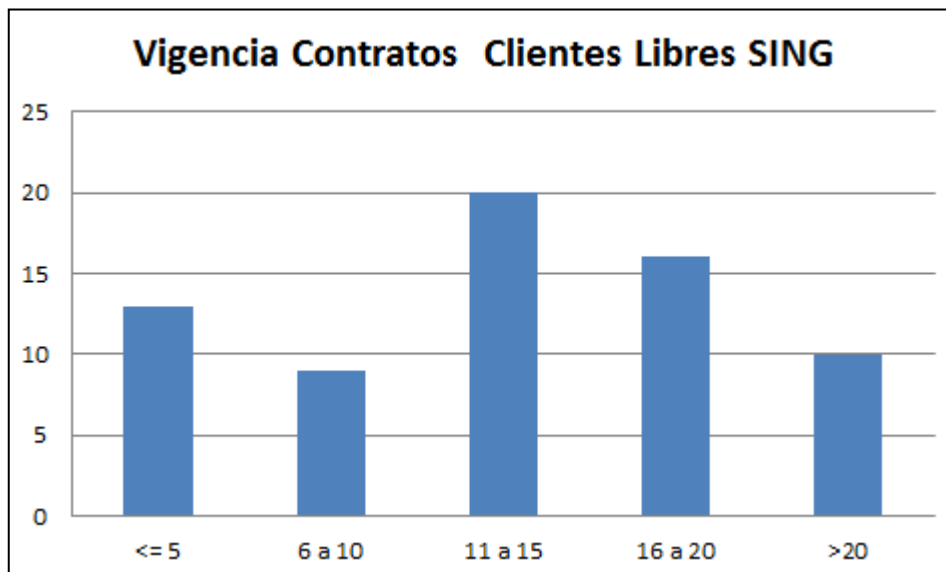
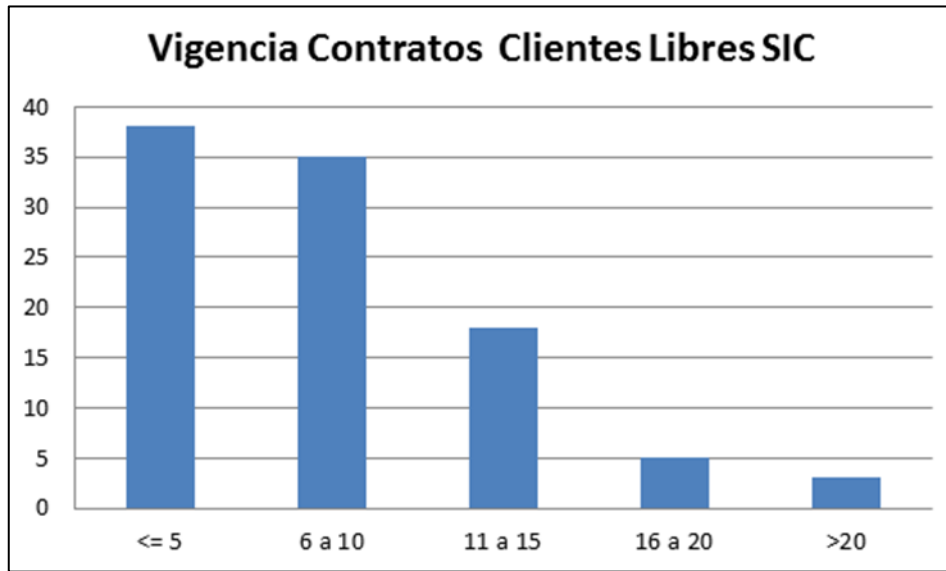
Fuente: CDEC – SIC, CDEC – SING, SEIA. Elaboración propia

ANEXO H: Capacidad Instalada SING y Proyectos SEIA



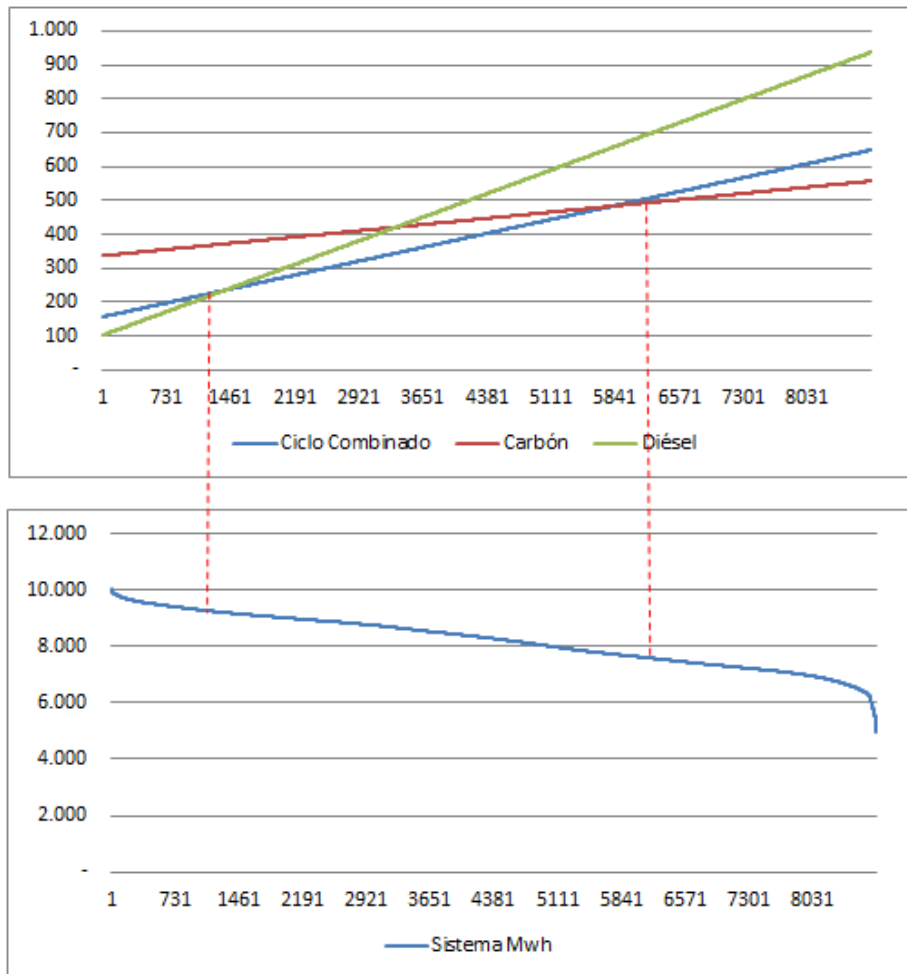
Fuente: CDEC – SIC, CDEC – SING, SEIA. Elaboración propia

ANEXO I: Vigencia Contratos Clientes Libres



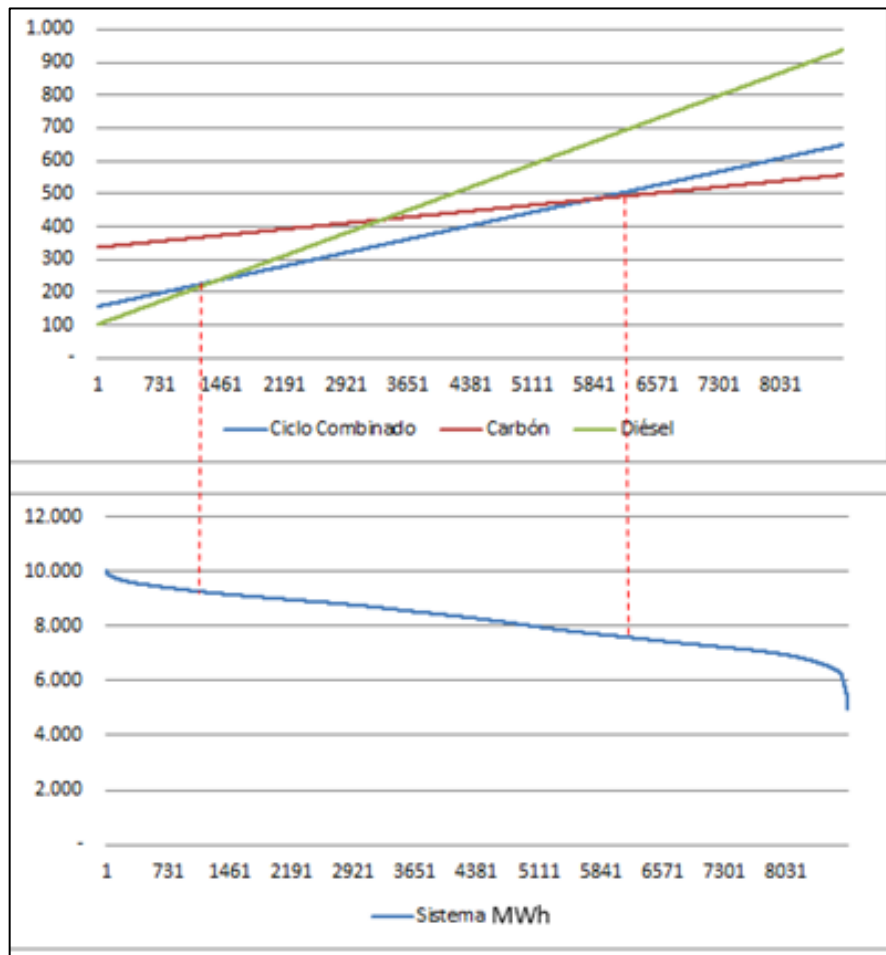
Fuente: CDEC – SIC, CDEC – SING. Elaboración propia

ANEXO J: Analisis Escenario Base a diciembre 2015



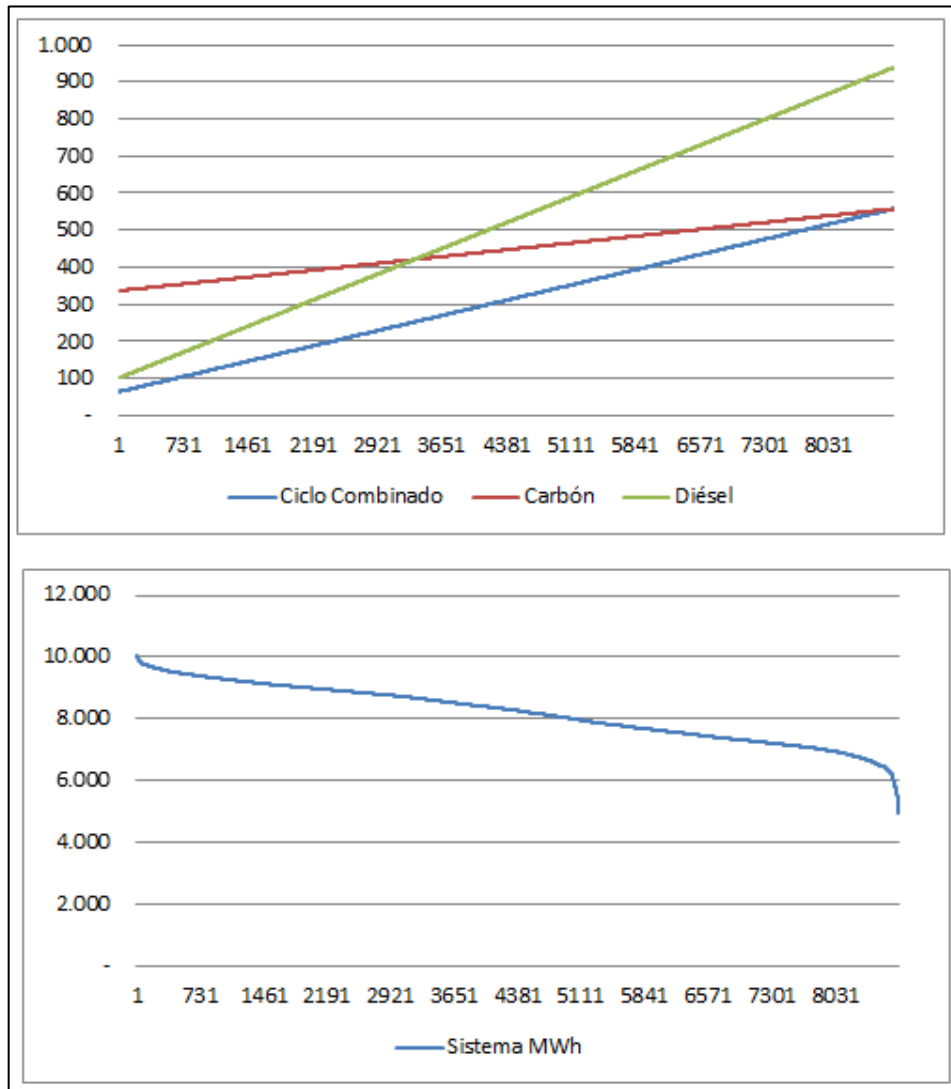
Fuente: Elaboración propia

ANEXO K: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CV



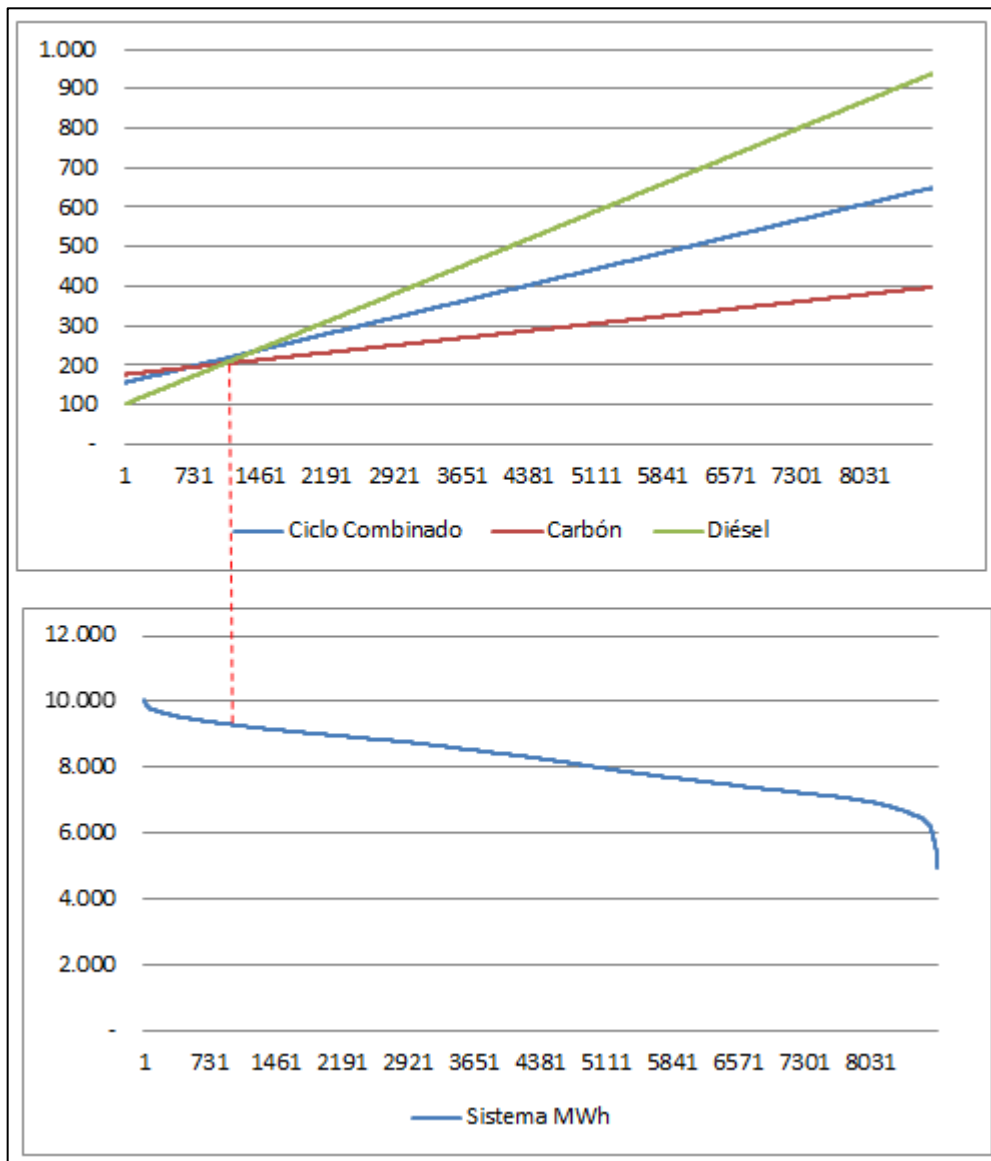
Fuente: Elaboración propia

ANEXO L: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CI



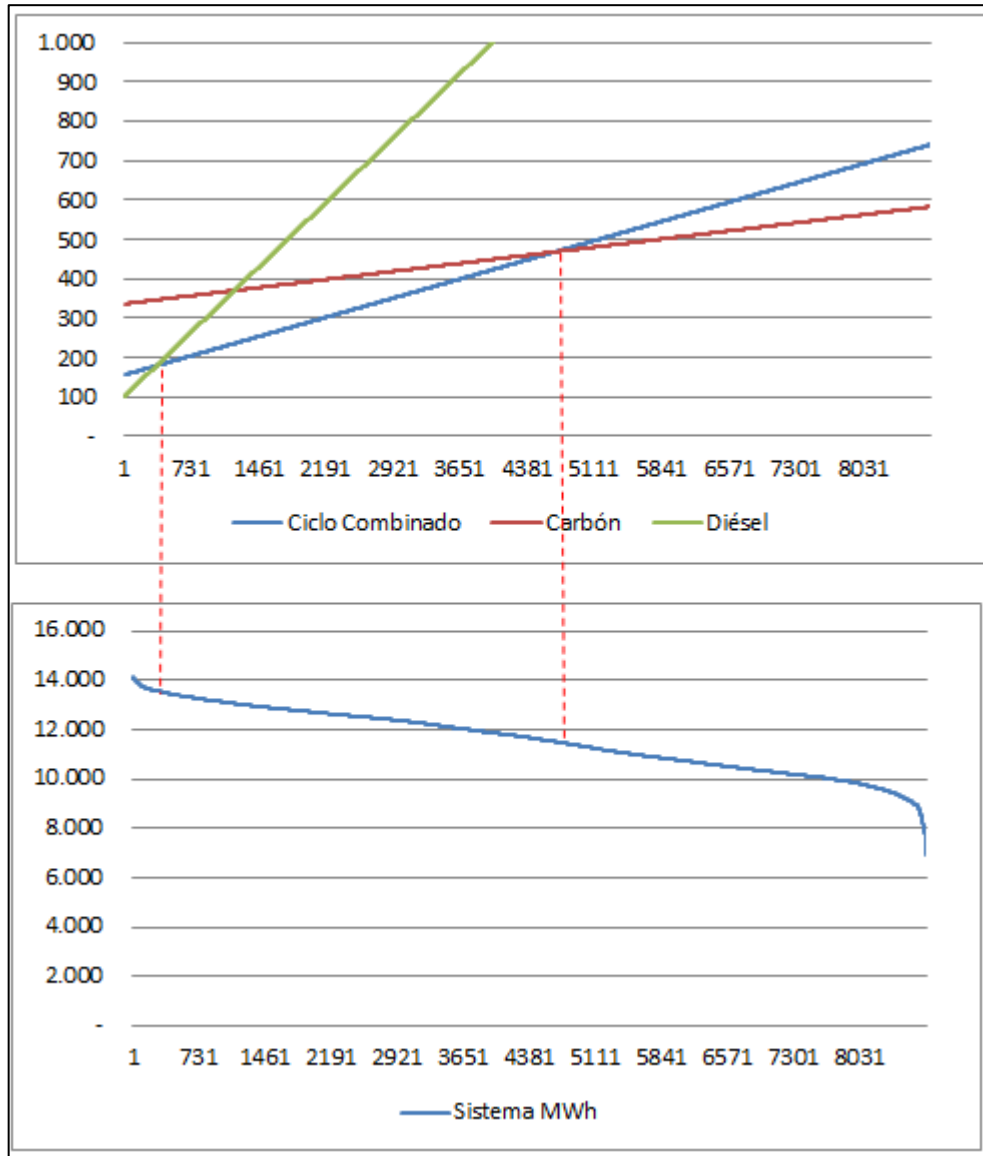
Fuente: Elaboración propia

ANEXO M: Escenario Carbón Desplaza GNL por Reducción en CI



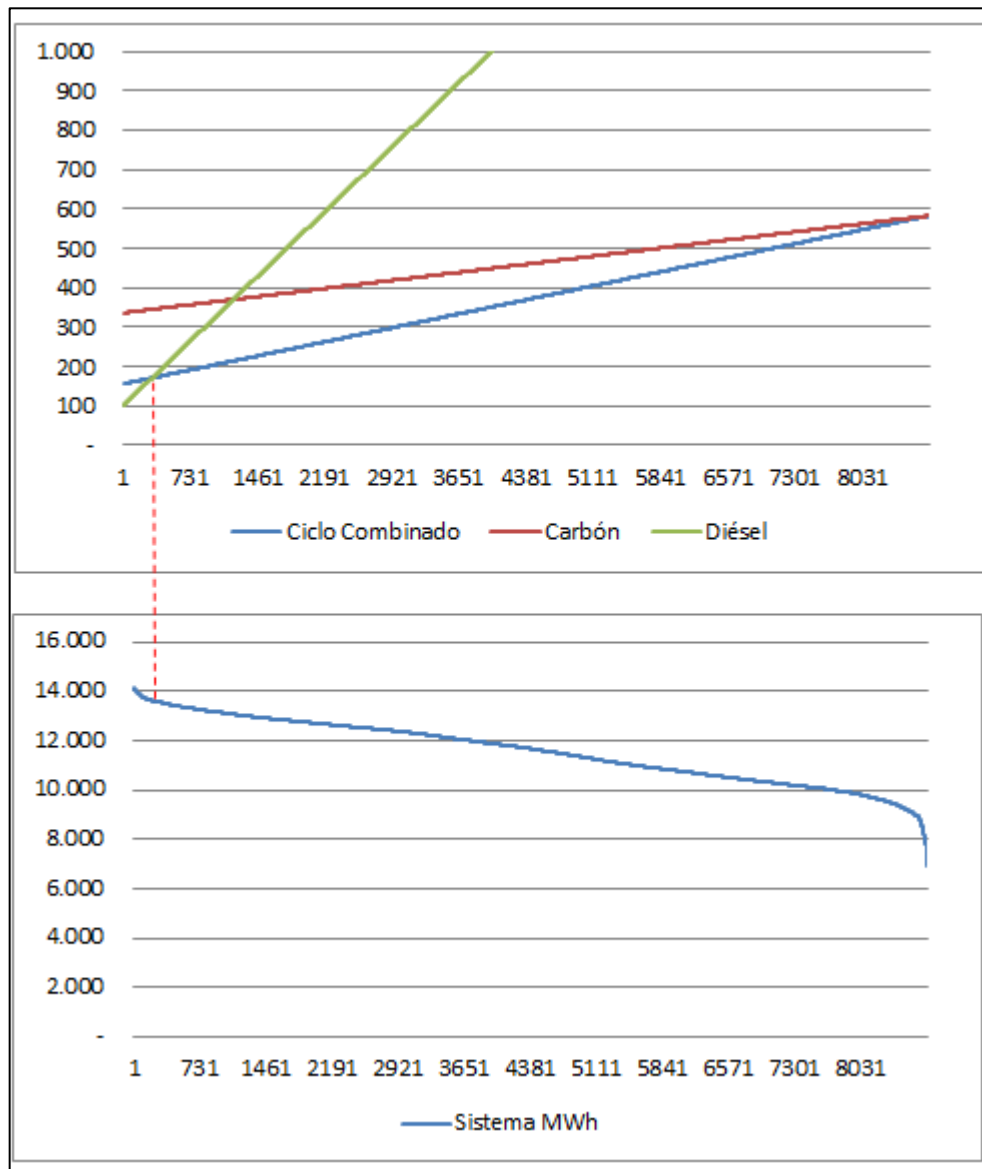
Fuente: Elaboración propia

ANEXO N: Escenario Base a diciembre 2025 y Proyección de Costos



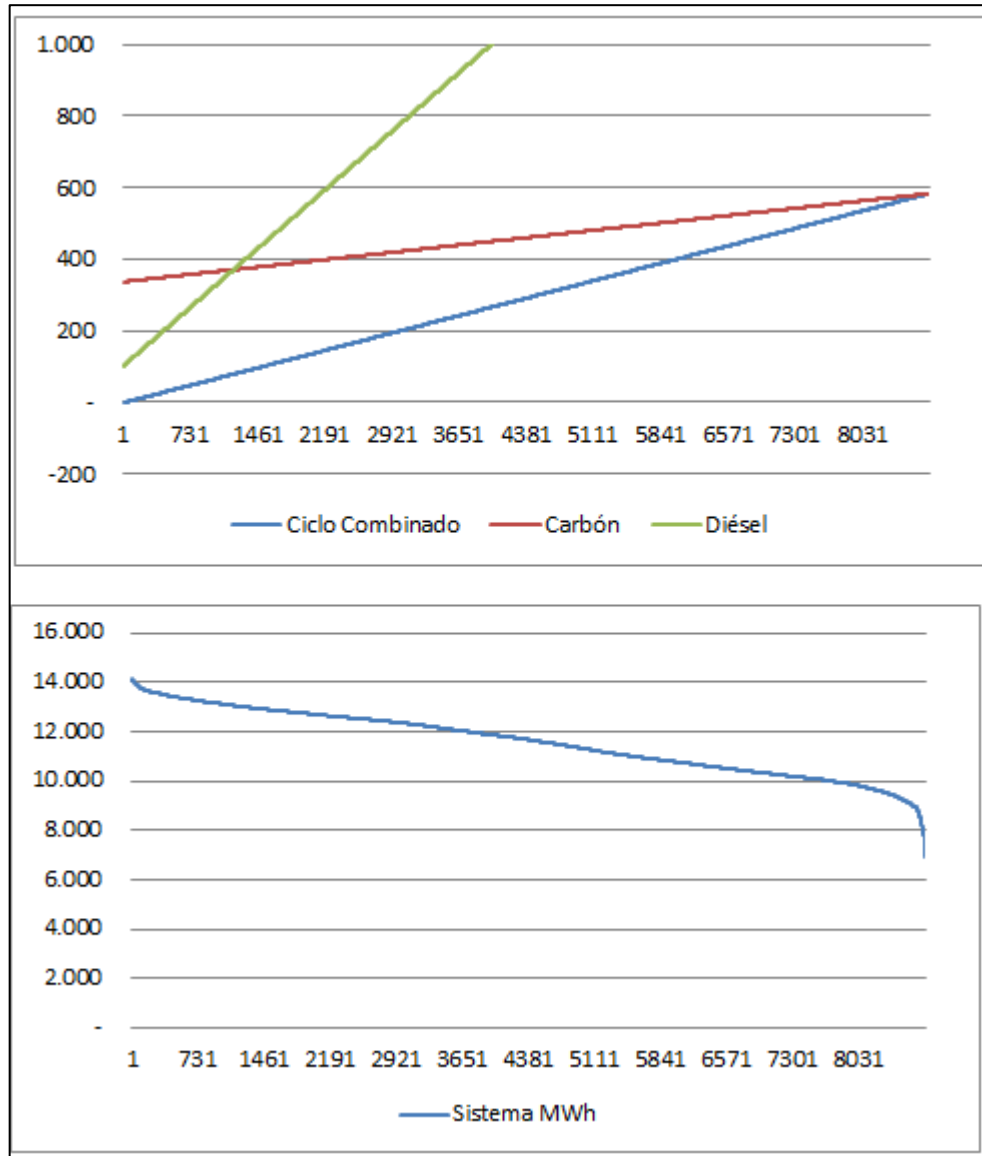
Fuente: Elaboración propia

ANEXO O: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción en CV



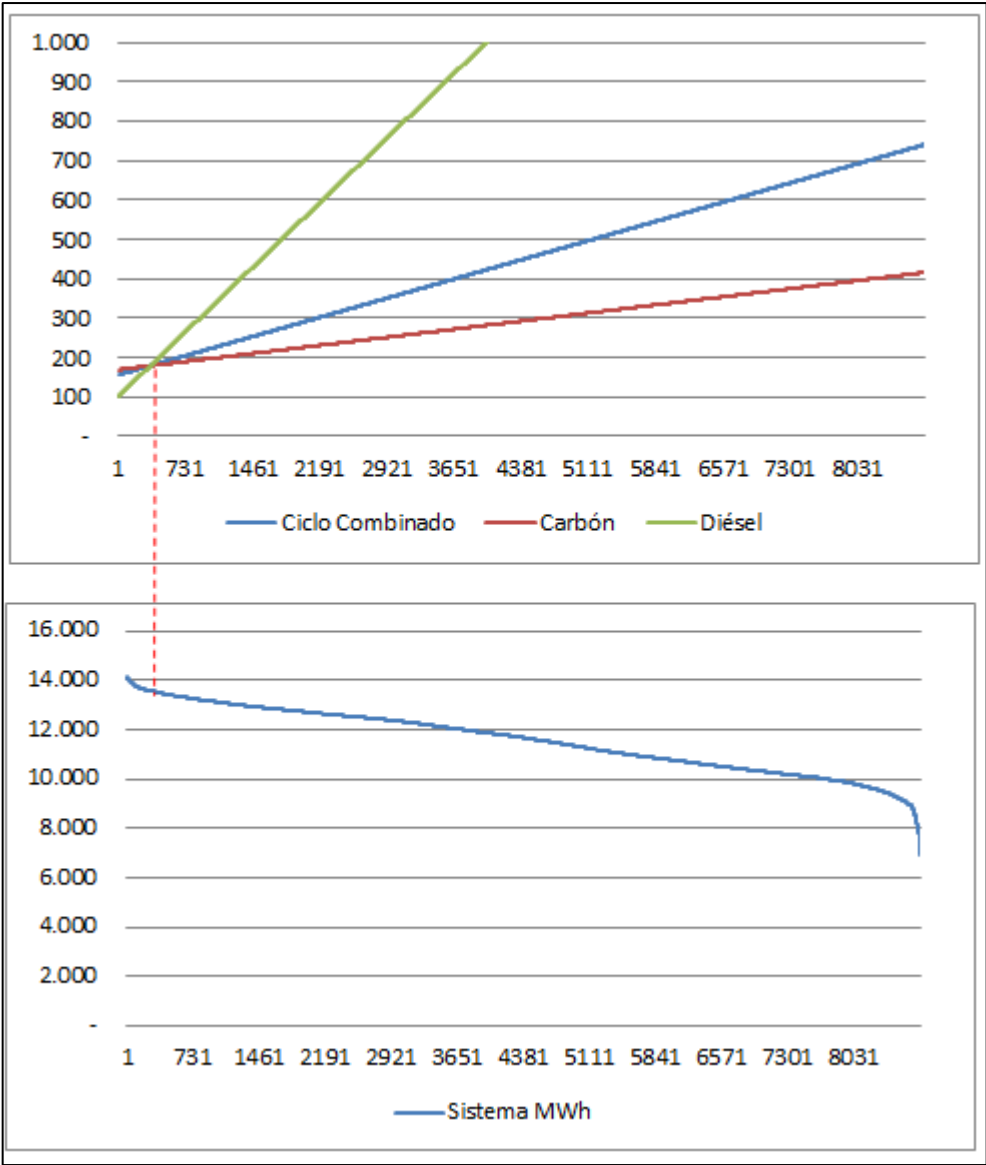
Fuente: Elaboración propia

ANEXO P: Escenario GNL Desplaza Carbón por Reducción CI



Fuente: Elaboración propia

ANEXO Q: Escenario Carbón Desplaza GNL por en CI



Fuente: Elaboración propia

ANEXO R: Proyectos Generación Eléctrica en Construcción

PROYECTOS EN CONSTRUCCION UGP - MAR 2016									
#	Nombre Central	Titular	Categoría Grafico	Capacidad Neta MW	Fecha Estimada Operación	Región	Comuna	Sistema	Inversión (\$US MM)
1	Renaico	Enel Green Power	Eólica	88	Apr/2016	IX	Renaico	SIC	199
2	Eólico La Esperanza	Petroquim	Eólica	12.5	Apr/2016	VIII	Negrete	SIC	25
3	MCH LA MONTANA 1	VHC / Imelsa	Hidro	3	Apr/2016	VII	Curico	SIC	9
4	Minicentral El Gapón	Enerbosch	Hidro	1.4	Apr/2016	VII	Rio Claro	SIC	5
5	Minicentral Tarapacá	Errázuriz & Asociados	Hidro	0.2	May/2016	RM	Isla de Maipo	SIC	1
6	Central Hidroeléctrica El Agrio	ANPAC	Hidro	2.6	May/2016	IX	Curacautín	SIC	8
7	Minicentral Rio Colorado	Enerbosch	Hidro	2	May/2016	X	Puerto Montt	SIC	7
8	Optimización Energética Relleno Sanitario	Cemarc S.A.	Otros ERNC	2.9	May/2016	VIII	Concepción	SIC	5
9	CH Riñinahue	Hydroenergía Chile Ltda	Hidro	1	May/2016	XIV	Rio Bueno	SIC	5
10	Eólico Las Peñas	Cristalerías Chile	Eólica	9	May/2016	VIII	Arauco	SIC	20
11	Proyecto Solar Conejo (Etapa I)	Pattern Energy Group	Solar	104	Jun/2016	II	Taltal	SIC	289
12	Ampliación III Parque Eólico Lebu - Cristoro	Cristoro	Eólica	11.3	Jun/2016	VIII	Lebu	SIC	13
13	Minicentral Chanleufu	Tranleufu/Transoceanic	Hidro	6	Jun/2016	X	Puyehue	SIC	18
14	Quilapilún	Sunedison	Solar	110	Jun/2016	RM	Colina	SIC	256
15	Carrera Pinto Solar - Etapa 2	Enel Green Power	Solar	77	Jun/2016	III	Copiapó	SIC	175
16	Divisadero	Orion Power	Solar	3	Jun/2016	IV	Punitaqui	SIC	5
17	Chuchifilí	SPV P4 - Sonnedix	Solar	2.88	Jun/2016	IV	Salamanca	SIC	6
18	Buenos Aires	Enel Green Power	Eólica	24	Jun/2016	VIII	Angol	SIC	54
19	Ancoa	GPE	Hidro	27	Jun/2016	VII	Linares-Colbún	SIC	50
20	MC Picoltue Bajo	Energía Cordillera (Beagle	Hidro	1.1	Jul/2016	VIII	Mulchen	SIC	3
21	Parque Solar Los Loros	Solaire Direct (Engie)	Solar	53	Jul/2016	III	Tierra Amarilla	SIC	120
22	CH Rio Colorado	GPE - Hidroeléctrica Rio Co	Hidro	15	Aug/2016	VII	San Clemente	SIC	60
23	GenPac	Generadora del Pacifico S.	Solar	14	Aug/2016	III	Copiapó	SIC	39
24	El Romero Solar	Acciona	Solar	196	Sep/2016	III	Vallenar	SIC	450
25	La Silla	Enel Green Power	Solar	1.7	Sep/2016	IV	La Higuera	SIC	3
26	Punta Baja	Verano Capital	Solar	2.5	Sep/2016	IV	La Higuera	SIC	5
27	Pelicano	Total/Sunpower	Solar	100	Oct/2016	IV-III	La Higuera - Vallenar	SIC	212
28	Minicentral Pichipedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubn	Hidro	0.9	Oct/2016	IX	Villarrica	SIC	5
29	Minicentral Pedregoso	Nikolaus Reisky Von Dubn	Hidro	2.1	Oct/2016	IX	Villarrica	SIC	6
30	MC Tranquil	RP Global	Hidro	3	Dec/2016	XIV	Panguipulli	SIC	11
31	Convento Viejo	Besalco-Brotect-Belfi	Hidro	16	Dec/2016	VI	Chimbarongo	SIC	25
32	CH Dos Valles	ANPAC	Hidro	3	Dec/2016	VI	San Fernando	SIC	11
33	Pequeña CH de Pasada Blanco	Aaktei Energía SPA	Hidro	2.5	Dec/2016	VIII	Alto Bio Bio	SIC	9
34	Minicentral El Rescate	Guido Rietta	Hidro	2.9	Dec/2016	VIII	Alto Bio Bio	SIC	7
35	MiniCH Cumpeo	Icafal	Hidro	5.5	Dec/2016	VII	Molina	SIC	15
36	CH Montaña 2	VHC	Hidro	1.1	Dec/2016	VII	Curicó	SIC	4
37	San Juan de Chañaral de Aceituno	Latin American Power	Eólica	186	Dec/2016	III	Freirina	SIC	400
38	Ampliación Parque Eólico San Pedro	Transantartic	Eólica	65	Jan/2017	X	Dalcachhue	SIC	130
39	Central Hidroeléctrica La Mina	Colbun	Hidro	34	Feb/2017	VII	San Clemente	SIC	130
40	Central Hidroeléctrica Santa Isabel	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	1.4	Mar/2017	VIII	Los Angeles	SIC	5
41	Central Hidroeléctrica Melo	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	2.8	Mar/2017	VIII	Quillico	SIC	9
42	Central Hidroeléctrica Caliboro	Asoc. Canalistas del Laja	Hidro	1.3	Mar/2017	VIII	Quillico	SIC	5
43	Central Hidroeléctrica Panguí	RP Global	Hidro	9	Mar/2017	IX	Curarrehue	SIC	21
44	Hidroñuble	Eléctrica Puntilla	Hidro	136	Oct/2019	VIII	San Fabián de Alico	SIC	350
45	PCH de Pasada Piutef	Nanogener SpA	Hidro	0.56	Dec/2017	XIV	Panguipulli	SIC	2
46	Cogeneradora Aconcagua	Enap	Térmica	77	Dec/2017	V	Concón	SIC	200
47	Alto Maipo - Central Las Lajas	AES Gener	Hidro	267	Feb/2018	RM	San José de Maipo	SIC	1,031
48	Alto Maipo - Central Alfalfal II	AES Gener	Hidro	264	May/2018	RM	San José de Maipo	SIC	1,019
49	Infraestructura Energética Mejillones U1	E-CL	Térmica	375	Jun/2018	II	Mejillones	SIC	1,000
50	Central Hidroeléctrica Los Cóndores	Endesa	Hidro	150	Dec/2018	VII	San Clemente	SIC	660
51	Finis Terrae (ex Crucero Oeste) - Etapa 2	Enel Green Power	Solar	65	Apr/2016	II	María Elena	SING	142
52	Finis Terrae (ex Crucero Oeste) - Etapa 3	Enel Green Power	Solar	20	May/2016	II	María Elena	SING	44
53	Pampa Camarones Etapa 1	E-CL	Solar	6	May/2016	XV	Arica / Camarones	SING	12
54	Cochrane U1	AES Gener	Térmica	236	May/2016	II	Mejillones	SING	650
55	Cochrane U2	AES Gener	Térmica	236	Oct/2016	II	Mejillones	SING	650
56	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa I	EDF	Solar	42	Aug/2016	II	Sierra Gorda	SING	160
57	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa II	EDF	Solar	42	Oct/2016	II	Sierra Gorda	SING	101
58	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa III	EDF	Solar	21	Dec/2016	II	Sierra Gorda	SING	50
59	Bolero (ex-Laberinto) - Etapa IV	EDF	Solar	41	Feb/2017	II	Sierra Gorda	SING	99
60	Atacama I	Abengoa	Solar	100	Oct/2016	II	María Elena	SING	200
61	Kelar	BHP Billiton	Térmica	517	Oct/2016	II	Mejillones	SING	400
62	Parque Eólico Sierra Gorda Este	Enel Green Power	Eólica	112	Oct/2016	II	Sierra Gorda	SING	215
63	Planta Solar fotovoltaica Doña Carmen	IMELSA	Solar	40	Oct/2016	V	La Ligua	SIC	67
64	Concentración Solar Cerro Dominador	Abengoa	Solar	110	Feb/2017	II	María Elena	SING	1,100
65	Cerro Pabellón - Unidad I	Enel Green Power/Enap	Otros ERNC	20	Mar/2017	II	Ollague	SING	120

Proyectos de generación en construcción

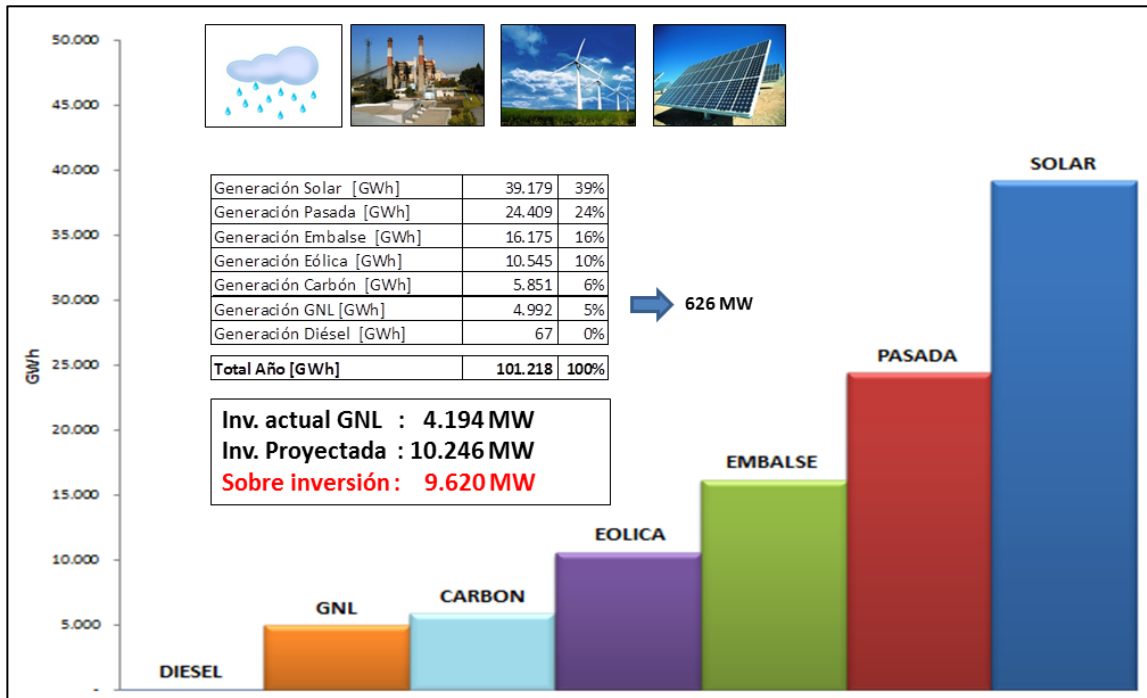
Fuente: Proyectos en construcción e ingresados a SEIA Marzo 2016. Fuente: Ministerio de Energía

ANEXO S: Generación GNL en Operación, Construcción y Projectada

Sistema	Estado	Propietario	Nombre	Puesta Servicio	Potencia Neta (MW)
SING	Operando	E-CL	Termoeléctrica Tocopilla	1995	430
SING	Operando	E-CL	Termoeléctrica Mejillones (CTM3)	1995	243
SIC	Operando	AES Gener	Nueva Renca	1997	379
SIC	Operando	Colbún S.A.	Nehuenco	1998	361
SIC	Operando	Endesa	San Isidro	1998	368
SING	Operando	GASATACAMA	ATACAMA	1999	768
SIC	Operando	Endesa	Taital	2000	244
SIC	Operando	Colbún S.A.	Nehuenco 9B	2002	107
SIC	Operando	Colbún S.A.	Nehuenco II	2004	390
SIC	Operando	SAGESA	Coronel	2005	47
SIC	Operando	Colbún S.A.	Candelaria	2005	253
SIC	Operando	TecnoRed	Tapihue	2009	6
SIC	Operando	Tomaval Generación	Tomaval 2	2012	2
SIC	Operando	Bio Cruz Generación	Bio Cruz	2012	2
					3.600
SING	Construcción	Kelar S.A.	Central GN Ciclo Combinado Kelar	2016	517
SIC	Construcción	Cogeneradora Aconcagua	Cogeneradora Aconcagua	2017	77
					594
SIC	Proyecto	Energía Latina S.A.	Central Generación Eléctrica a Gas	2017	58
SIC	Proyecto	Central El Campesino S.A.	Central El Campesino	2019	640
SING	Proyecto	GNL Norte S.A.	Central Termoeléctrica Ttanti	2020	1290
SING	Proyecto	Central Eléctrica Luz Minera	Central eléctrica Luz Minera Spa	2020	760
SIC	Proyecto	ENAP Refinerías S.A	Central Nueva ERA	2020	500
SIC	Proyecto	Cerro el Plomo S.A.	Central Cido Combinado Los Rulos	2020	540
SING	Proyecto	Central Illapa	Central Illapa S.A.	2020	250
SIC	Proyecto	AES Gener	Central Lagna Verde	2020	394
SIC	Proyecto	Global Power Generation (C	Central Tierra Noble	2021	600
SIC	Proyecto	E-CL S.A.	Central Las Arcillas	2022	480
SIC	Proyecto	Andes S.A.	Andes LNG	2023	540
					6.052

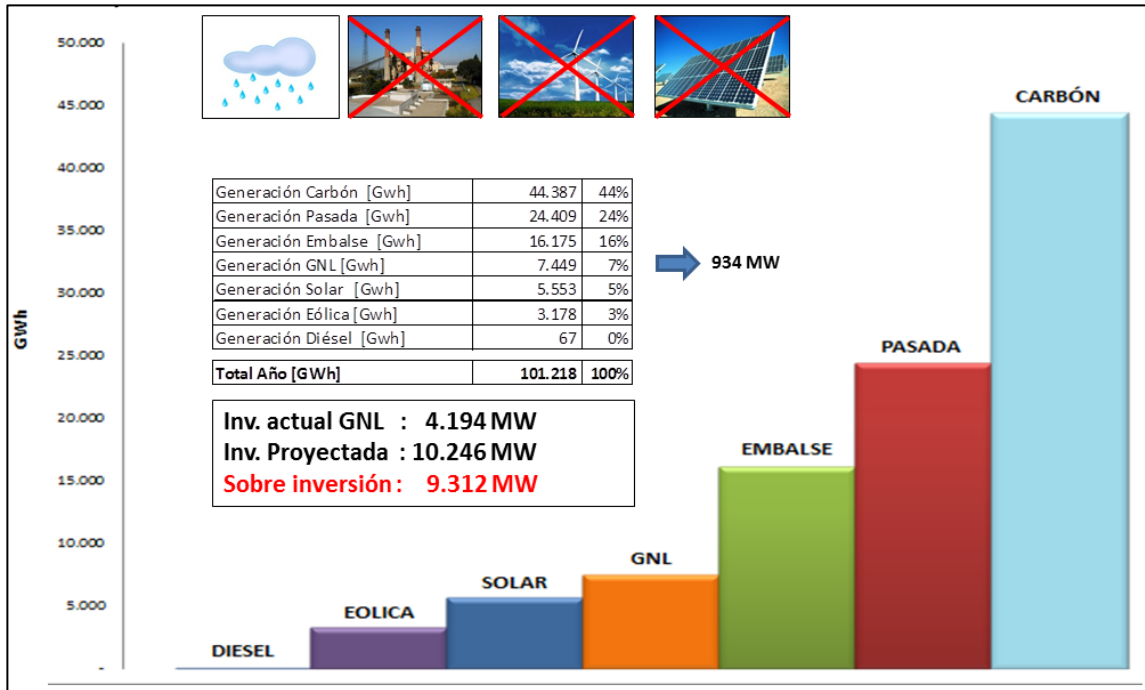
Fuente: CDEC-SIC, CDEC-SING, CNE y Ministerio de Energía.

ANEXO T: Desarrollo de todos los proyectos y año humedo



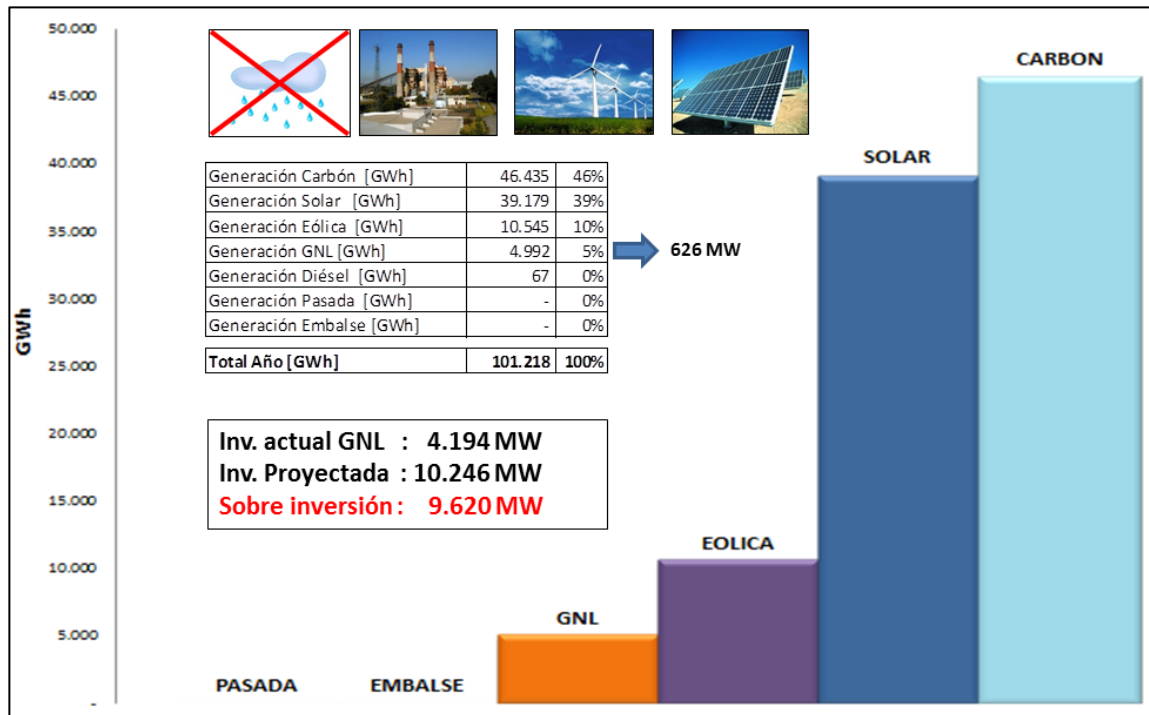
Fuente: Elaboración propia

ANEXO U: Escenario 2025 año húmedo, sin carbón, solares y eólicas



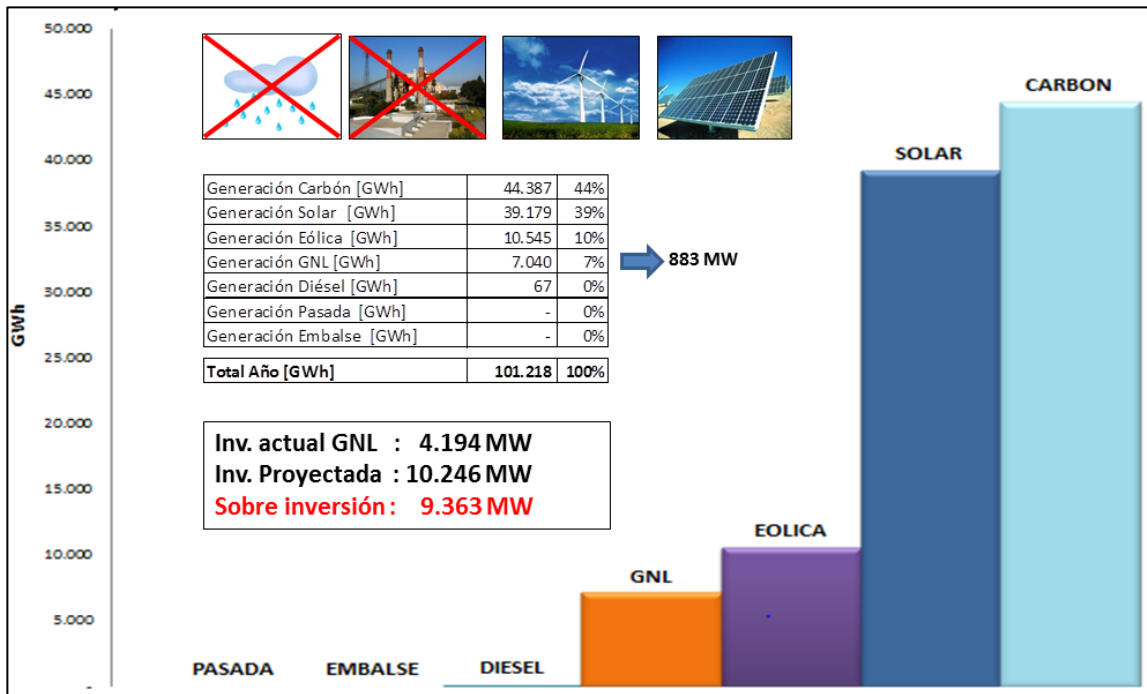
Fuente: Elaboración propia

ANEXO V: Desarrollo de todos los proyectos y año seco



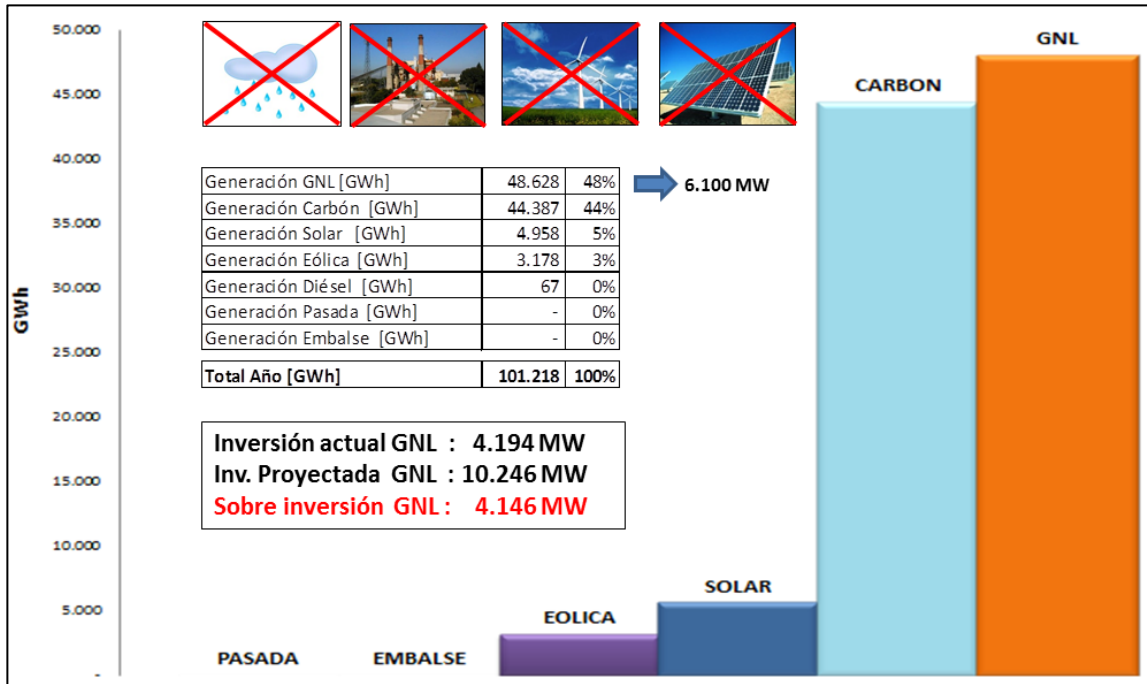
Fuente: Elaboración propia

ANEXO W: Restricción a la generación en base a carbón y año seco



Fuente: Elaboración propia

ANEXO X: Restricciones carbón, solares, eólicas proyectadas y año seco



Fuente: Elaboración propia