

**AGENDA PARA IMPULSAR LAS INVERSIONES EN
GENERACION ELECTRICA DE BASE EN EL SIC**

PRIMER INFORME¹

**SEBASTIAN BERNSTEIN
GABRIEL BITRAN
ALEJANDRO JADRESIC
MARCELO TOKMAN**

JULIO 2013

¹ Este es el primer informe de un estudio encargado por la Confederación de la Producción y el Comercio con el objeto de proponer acciones destinadas a reactivar las inversiones en capacidad de generación de base en el Sistema Interconectado Central. Las opiniones son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen a la entidad contratante.

CONTENIDO

Resumen y conclusiones	3
1. Introducción	9
2. Situación actual: dificultades para concretar inversiones	11
3. Proyecciones: posibles escenarios de generación	19
4. Acciones de corto plazo: licitación de suministro de distribuidoras	38

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Dificultades en la materialización de los proyectos

La operación eficiente de un sistema eléctrico interconectado necesita disponer de *centrales de base*, es decir, grandes plantas generadoras capaces de proveer bloques de energía en forma continua y con un relativo bajo costo de operación, lo que garantiza su continuidad de funcionamiento. Tradicionalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC) esta función ha sido satisfecha con centrales hidroeléctricas de pasada, hidroeléctricas con embalse de gran capacidad de regulación, plantas termoeléctricas alimentadas con carbón o biomasa y centrales de ciclo combinado que emplean gas natural. A mediano plazo se incorporarán centrales geotérmicas y posiblemente más adelante centrales nucleoeeléctricas.

En los últimos años se ha estancado el desarrollo de nuevos proyectos de centrales de base en el SIC, debido a las trabas que enfrentan los procesos de inversión. La paralización de las inversiones ha incidido en un notable aumento en los precios de la electricidad que pagan los clientes industriales y residenciales, una creciente dificultad de las empresas distribuidoras y los grandes clientes para renovar sus contratos de suministro eléctrico y una gran incertidumbre sobre la forma de satisfacer la demanda futura una vez que se cope la capacidad existente y de los pocos proyectos actualmente en construcción.

A diferencia de episodios anteriores con déficit de inversión, éste no tiene su origen en falencias regulatorias que desincentiven la inversión. Por el contrario, el marco regulatorio, macroeconómico y sectorial, y las atractivas condiciones de precio han generado gran interés por invertir. En efecto, en el sistema nacional de evaluación ambiental hay proyectos de generación eléctrica aprobados y en calificación -muchos de ellos ERNC- por más de US\$ 58.000 millones y casi 30.000 MWs de los cuales US\$ 32.600 millones y 19.700 MWs corresponden al SIC.

El problema no es la falta de interés por invertir. Lo que está sucediendo es que concretar los proyectos es cada vez más difícil y costoso por la creciente oposición ambiental y ciudadana que enfrentan. En el mejor de los casos los proyectos se logran ejecutar con largos retrasos respecto a las fechas inicialmente programadas; otras veces éstos se paralizan por completo por decisiones del Poder Ejecutivo o del Poder Judicial. Estudios encargados por el gobierno han sistematizado las dificultades que enfrentan los proyectos, mostrando los extensos plazos que toman las distintas autorizaciones y la gran diversidad de recursos administrativos y judiciales que entran su avance. La *judicialización* es un fenómeno creciente, que afecta a todos los tipos de proyectos -grandes y chicos, térmicos y renovables- en todo el territorio, el que está originando un encarecimiento de los proyectos, la incerteza jurídica respecto de las resoluciones de calificación ambiental, el retraso de las inversiones y, en algunos casos, hasta en su cancelación.

La coyuntura actual requiere medidas que aborden las causas de fondo. La situación que se vive actualmente tiene una diversidad de causas que requieren, también, una diversidad de medidas.

Las principales causas de la creciente oposición que enfrentan los proyectos son:

[1] Una ciudadanía más empoderada, participativa y preocupada del cuidado del medioambiente, que se organiza y moviliza para oponerse a los proyectos que ella considera que tienen impactos ambientales negativos.

[2] Una comunidad local menos dispuesta a aceptar inversiones que tienen una distribución geográfica inequitativa de los costos y los beneficios.

[3] Una creciente competencia por el uso del territorio entre distintos fines productivos y de preservación.

La situación descrita ha derivado en que en la práctica se esté deteniendo el desarrollo de la oferta de generación basada en los abundantes recursos hídricos de que goza país y, más recientemente, de la fuente de energía que le sigue en costos, como es el carbón. Ello está significando pasar de costos medios de desarrollo de alrededor de US\$ 90 por MWh a un valor en torno a US\$ 130 por MWh, en el escenario en que efectivamente se consiga expandir la oferta en base a centrales a gas natural. Es decir, sin tener plena conciencia de ello, la sociedad chilena está debiendo asumir un sobrecosto de un 50% en el valor del suministro eléctrico por las dificultades enunciadas, lo que no sólo afecta la cuenta de la electricidad de millones de hogares sino que daña severamente la competitividad de la base industrial y minera del país. Para dar una idea más concreta de lo que ello significa, “el salto” de US\$ 90 y US\$ 130 por MWh aplicado al volumen total de generación del SIC equivale a algo más de US\$ 2.000 millones anuales que deberán ser soportados por los clientes finales, sean estos residenciales o industriales.

Por otro lado, la participación de las ERNC en la matriz de generación probablemente aumentará en virtud de los avances tecnológicos y de los acuerdos políticos que se están alcanzando en la materia. Dado que una parte significativa de las ERNC que se instalarán proveen energía intermitente y con bajo factor de planta, se requerirá una fuerte expansión de la capacidad de centrales hidroeléctricas de embalse y de centrales térmicas eficientes que sean capaces de compensar las variaciones en la generación ERNC. De otra forma la incorporación masiva de centrales ERNC se hará técnica y económicamente inviable.

Se requiere entonces alcanzar un amplio acuerdo social y político para impulsar una agenda destinada a reactivar las inversiones y concretar en breve plazo proyectos de centrales generadoras de base eficientes, de modo de posibilitar un desarrollo sostenido de la economía, resguardando el medio ambiente y asegurando una distribución equitativa de costo y beneficios en la sociedad.

Proyecciones: escenarios de generación

En el mediano plazo (2013-2016) la situación oferta-demanda se percibe más holgada que en los últimos años. Salvo que se prolongue la situación de sequía o se produzca una falla prolongada de centrales, a partir de mediados de 2013 el promedio de los precios spot debería tender a acercarse al costo de desarrollo del sistema, al menos en la región centro-sur del SIC. Ello debido al importante aporte de energía de base que se incorporó recientemente en centrales a carbón y a centrales en etapa en construcción por unos 900 MW, incluyendo 120 MW en centrales hidroeléctricas medianas, 320 MW en la central hidroeléctrica Angostura, 150 MW en la central a carbón Guacolda 5 y unos 300 MW en ERNC eólicas, solares y minihidro.

La situación a partir de 2017 es aún incierta porque no está claro cuando iniciarán su construcción proyectos como Alto Maipo (hidroeléctrico de 530 MW), Punta Alcalde (carbón de 700 MW), Santa María II (carbón 370 MW) y Neltume (hidroeléctrico de 480 MW), otros proyectos hidroeléctricos medianos de 120-150 MW con EIA aprobados, y la interconexión SIC-SING, que podría aportar entre 300 y 700 MW de generación de ciclos combinados existentes en el SING.

La incertidumbre sobre el abastecimiento posterior al 2016 ha llevado a que en la actualidad prácticamente no existan ofertas de energía a precio estabilizado para el suministro a grandes consumidores libres y distribuidores. En efecto, gran parte de las centrales recientemente conectadas y en construcción ya tienen su energía comprometida en contratos con distribuidores y grandes consumidores finales.

En el presente estudio se presentan proyecciones del mercado eléctrico en el horizonte 2013-2020, realizadas por los autores, para distintos escenarios. Las proyecciones en el escenario base asumen que las centrales Nueva Renca, Nuehuenco 1 y Nuehuenco 2 no disponen de GNL, que las centrales hidroeléctricas Alto Maipo, Los Condores y Ñuble entran en operación los años 2018, 2019 y 2020 respectivamente, y que la central a carbón Santa María II y la interconexión SIC-SING entran en servicio el año 2019. En este escenario los costos marginales esperados de energía del sistema (promedio de todas las hidrologías) crecen a partir del año 2016 hasta alcanzar 130 US\$/MWh el año 2018. En el escenario en que todos los proyectos se atrasan un año, los costos marginales promedio de energía alcanzan 156 US\$/MWh el año 2018.

Para hacer frente a esta coyuntura que se avecina, existe la posibilidad de que todas o una parte de las centrales de ciclo combinado existentes, que no han contratado el uso del terminal de GNL o viabilizado otras alternativas de regasificación (Nuehuenco I y II y Nueva Renca) participen en el mercado de suministro eléctrico mediante contratos de largo plazo, basado también en compras de largo plazo de GNL. Adicionalmente, se podrían transformar a ciclo combinado los ciclos abiertos de Taltal y Candelaria, las que no deberían tener mucha dificultad en obtener las autorizaciones ambientales por usar torres de refrigeración y no refrigeración directa por agua de mar. El uso continuo de los ciclos combinados existentes permitiría movilizar unos 1000 MW en centrales de base que hoy operan con petróleo diésel y solo esporádicamente con GNL comprado en el mercado spot.

Las proyecciones de precios mejoran considerablemente si se considera que las centrales Nueva Renca y Nehuenco 2 disponen de GNL a partir del año 2015 a un precio de 15 US\$/MBTU. En los dos primeros años se supone un contrato de compra de GNL take or pay por un 50% de la capacidad de las plantas y en el resto del periodo, un contrato de take or pay por un 80% con un precio del GNL de 12 US\$/MBTU. Así, en el escenario en que todas las centrales y la línea de interconexión se atrasan, el costo marginal promedio (todas las hidrologías) no excede nunca de 118 US\$/MWh.

Dado que el despacho de centrales de ciclo combinado con GNL produce una baja relevante de los CMg, se requiere de condiciones que faciliten la contratación de GNL de parte de las empresas generadoras. Ciertamente, por la naturaleza de los contratos de uso del terminal y las características de los contratos take or pay de las compras de GNL, sería necesario que los contratos de suministro eléctrico se efectúen mediante contratos de largo plazo. Los contratos de suministro a las distribuidoras a partir de 2014 y 2015 brindan la oportunidad de que parte de las demandas sean suministradas con GNL contratado a largo plazo.

El análisis efectuado sobre las condiciones de abastecimiento del SIC durante el período 2013-2020, cuando se considera la contratación intensiva de GNL en los ciclos combinados existentes, no debe llevar a la conclusión que el problema de desarrollo de la generación está solucionado. Por el contrario, la oferta de energía de base para los años siguientes no está asegurada en modo alguno y se requiere abordar de inmediato y resolver con éxito las dificultades que enfrentan los proyectos. El suministro eficiente de la demanda a partir del año 2020 exige decisiones de inversión que deberán ser tomadas en los próximos tres años, lo cual requiere una dinámica de aprobación ambiental, gestión pública, aceptación social y consenso político sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos relevantes que hoy no se está dando. Las ERNC ciertamente contribuirán a abastecer los incrementos de demanda en el período indicado, pero no serán suficientes debido a su carácter de generación variable.

Acciones de corto plazo: licitación de suministro de distribuidoras

Dada la elevada proporción que el consumo regulado tiene en la demanda total, las licitaciones pueden contribuir a reactivar las inversiones en generación. En los próximos meses está previsto que se realicen licitaciones con el objeto de suministrar los bloques de energía no cubiertos por contrato o cuyos contratos vencen entre 2013 y 2019 y aquellos cuyo contratos vecen a partir del 2020.

En el primer período –entre 2013 y 2019– los contratos de las distribuidoras podrían satisfacerse de manera económica (es decir, sin tener que recurrir a petróleo diésel en centrales de ciclo combinado o a alternativas aun más caras) esencialmente mediante el uso de gas natural en las centrales de ciclo abierto y combinado existentes. Dada la escasa capacidad que se agregará al sistema en ese período y la imposibilidad de que las licitaciones estimulen

grandes inversiones que estén operativas antes de 2020, es necesario buscar formas de utilizar la capacidad existente de la manera más económica posible.

El diseño de la licitación del primer bloque licitado persigue, entonces, precisamente ese objetivo: que los contratos a que de lugar esta licitación incentiven a los generadores que cuenten con centrales de gas natural a suscribir contratos de suministro y regasificación de GNL competitivos (los que necesariamente son de largo plazo). Ello sin perjuicio de estimular la participación de generadores que dispongan de otras centrales eficientes de generación.

Para ello, se recomienda que los contratos con las distribuidoras se extiendan al menos hasta el 2026 (inclusive) para que pudiesen respaldar diez años de operación con gas natural de las centrales existentes.

Durante un primer período, que va entre 2013 y 2016, previo a la entrada en operación plena de Nehuenco, Nueva Renca y Candelaria en base a GNL, si se fuerza una licitación a precio fijo entre 2013 y 2016, es probable que exista escasa competencia o que el premio por riesgo exigido por algunos oferentes sea significativo. Por ello, sería conveniente que los oferentes tengan la opción de indexar las ofertas a costo marginal en el período 2013-2016, en lugar de emplear los indexadores tradicionalmente utilizados. En tal caso, la indexación a precios spot debiera tener un techo absoluto, para lo cual se sugiere utilizar el que resulta de operar las centrales de ciclo combinado con diesel (en torno a US\$ 180/MWh). Esta indexación alternativa debiera ser opcional, pues algunos generadores podrían preferir un precio fijo para todo el período de la licitación.

En el período que se inicia en 2017 y terminaría en 2026, debería volverse a un precio fijo indexado según los parámetros que corresponda, debiendo permitirse que los precios de gas natural se actualicen mediante indicadores como el Henry Hub, el Brent o el indexador en base a los precios spot del GNL publicados por Platt's u otros organismos similares.

Por otro lado, el bloque total debiera *laminarse* en sub-bloques más pequeños y sumables, de manera de dar la posibilidad de participar a centrales y jugadores más pequeños. Por ejemplo un generador hidroeléctrico de 10 MW de capacidad instalada podría tener una producción contratada en torno a los 30 o 50 GWh anuales. Convendría por lo tanto considerar bloques de ese tamaño en una cantidad suficiente para permitir la participación activa y competitiva de este segmento de generadores, incluyendo también centrales ERNC como las solares, eólicas o de biomasa.

Cabe señalar, finalmente, que es recomendable que se dé a los interesados un plazo suficiente para que puedan negociar sus contratos de suministro de gas de largo plazo u otros combustibles antes de presentar sus ofertas en esta licitación.

Los problemas de la próxima década serán abordados en el segundo informe. Ahí se harán propuestas para intentar destrabar los proyectos eléctricos de manera tal que estos comiencen su construcción lo antes posible de manera que estén generando a partir de 2020. Las

propuestas apuntarán a hacerse cargo de las causas de fondo que están generando la oposición a las inversiones eléctricas. Asimismo, en el segundo informe, se presentará una propuesta de diseño de una nueva licitación, destinada a estimular y facilitar decididamente la adición de nueva capacidad eficiente de generación a partir de 2020.

1. INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

La operación eficiente de un sistema eléctrico interconectado necesita disponer de *centrales de base*, es decir, grandes plantas generadoras capaces de proveer bloques de energía en forma continua y a relativo bajo costo de operación, lo que garantiza su continuidad de funcionamiento. Tradicionalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC) esta función ha sido satisfecha con centrales hidroeléctricas de pasada, hidroeléctricas con embalse con gran capacidad de regulación, plantas termoeléctricas alimentadas con carbón o biomasa y centrales de ciclo combinado que emplean gas natural. A mediano plazo se incorporarán centrales geotérmicas y posiblemente más adelante centrales nucleoeeléctricas.

Las centrales de base pueden ser complementadas con centrales que proveen energía a bajo costo, pero en forma variable, dentro de las cuales se incluyen normalmente plantas hidroeléctricas de pasada y, en forma incipiente, centrales eólicas o solares. Asimismo se requiere contar con unidades capaces de proveer energía en forma variable, ya sea para satisfacer demanda de punta o bien para servir como plantas de reserva, entre las cuales destacan centrales hidroeléctricas de embalse y unidades termoeléctricas alimentadas con petróleo, estas últimas con un alto costo variable de operación y bajo costo de inversión o de potencia.

En los últimos años se ha estancado el desarrollo de nuevos proyectos de centrales de base en el SIC, debido a las trabas que enfrentan los procesos de inversión. La paralización de las inversiones ha incidido en un notable aumento en los precios de la electricidad que pagan los clientes industriales y residenciales, una creciente dificultad de las empresas distribuidoras y los grandes clientes para renovar sus contratos de suministro eléctrico y una gran incertidumbre sobre la forma de satisfacer la demanda futura una vez que se cope la capacidad existente y de los pocos proyectos actualmente en construcción.

Para que la demanda futura de electricidad se satisfaga con precios razonables, que no deterioren la competitividad del país, y una adecuada seguridad de suministro, teniendo en cuenta los recursos energéticos disponibles y los precios internacionales de los combustibles, es fundamental que se reactiven las inversiones en centrales generadoras de base.

Estas inversiones en centrales de base también son necesarias para alcanzar las ambiciosas metas que el país se está planteando en materia de energías renovables no convencionales (ERNC).² Dado que una parte significativa de las tecnologías ERNC que se desarrollen en Chile

² Recientemente se ha alcanzado un acuerdo entre el Gobierno y parlamentarios que implica establecer una meta de 20% de participación de las ERNC hacia el año 2025. Además algunos candidatos presidenciales han propuesto una meta de alcanzar un 30% de participación de ERNC el 2030 (meta 30/30).

proveen energía en forma intermitente, con bajo factor de planta, se requerirá una fuerte expansión de la capacidad de centrales hidroeléctricas de embalse y de centrales térmicas eficientes capaces de absorber la variación de la generación ERNC de alta variabilidad o intermitente. Se requerirá adicionalmente de desarrollos importantes en transmisión para evacuar la potencia máxima de las centrales ERNC intermitentes. De otra forma la incorporación masiva de centrales ERNC se hará técnica y económicamente inviable.

1.2 Objeto del estudio

El objeto de este estudio es proponer una agenda destinada a reactivar la inversión en centrales generadoras de base eficientes. Dicha agenda considera propuestas de corto plazo, destacando aquellas destinadas a perfeccionar los procesos de licitación de suministro de energía para los clientes regulados de las empresas distribuidoras (“EEDD”) que, de acuerdo a la ley, debe aprobar la autoridad. Un eventual fracaso en estos procesos, al no estar debidamente contemplada tal posibilidad en la regulación, puede resultar en la aplicación de criterios ad hoc que desincentivarán las inversiones futuras en generación. En cambio, el éxito en esos procesos puede contribuir sustancialmente a reactivar las inversiones en centrales generadoras eficientes.

Por otra parte, la agenda contemplará acciones en un horizonte de mediano plazo, a ser implementadas en los próximos cinco años, tendientes a facilitar la gestación y materialización de nuevos proyectos de suministro eléctrico, tanto de parte de las empresas existentes, como de nuevos actores interesados en participar en el mercado chileno.

1.3 Contenido de este informe

Este informe contiene tres capítulos, además de esta introducción. En el segundo se entrega un diagnóstico de la situación actual, centrado en las dificultades existentes para concretar nuevos proyectos de inversión en centrales generadoras. En el capítulo tercero se presentan proyecciones sobre la posible evolución de la demanda y la capacidad de generación en el SIC. En el cuarto capítulo se entregan recomendaciones para mejorar los procesos de licitación de suministro para las empresas distribuidoras. Las propuestas de acción de mediano plazo serán entregadas en el segundo informe de este estudio.

Las proyecciones no pretenden predecir la evolución futura de la industria, sino mostrar escenarios posibles. La información utilizada para construir dichos escenarios proviene de fuentes públicas y de la experiencia y supuestos realizados por los autores. Consecuentemente la decisión o no de construir determinadas centrales, la fecha de entrada en servicio, los montos de inversión, los precios de los combustibles y otros antecedentes del mercado eléctrico que aquí se presentan pueden no coincidir con lo que ocurra en la realidad, pero son suficientes para fundamentar las recomendaciones que se formulan en el estudio.

2. SITUACION ACTUAL: DIFICULTADES PARA CONCRETAR INVERSIONES

Dados los extensos plazos que se están requiriendo para materializar proyectos y el reducido número de nuevas centrales de base que están iniciando su construcción, el SIC enfrentará un período de estrechez en que se deberá recurrir a generación menos eficiente y de alto costo. La duración de esa *ventana de estrechez* dependerá críticamente de las acciones de política pública que se tomen hoy.

Para tomar decisiones efectivas de política pública es necesario tener un diagnóstico acertado de la coyuntura que está enfrentando el sector. A diferencia de episodios anteriores con déficit de inversión, éste no tiene su origen en falencias regulatorias que desincentiven la inversión. Por el contrario, el marco regulatorio, macroeconómico y sectorial, y las atractivas condiciones de precio han generado gran interés por invertir. En efecto, en el sistema nacional de evaluación ambiental hay proyectos de generación eléctrica aprobados y en calificación por más de US\$ 58.000 millones y casi 30.000 MWs, buena parte de ellas ERNC, de los cuales US\$ 32.600 millones y 19.700 MWs corresponden al SIC³. Además del volumen de proyectos, otro antecedente que confirma que el problema no es la falta de interés en invertir, es la diversidad de promotores detrás de estos proyectos. Una parte sustantiva de los proyectos corresponden a iniciativas de nuevos actores que están buscando ingresar al mercado eléctrico nacional, tanto a través de inversiones en nuevas centrales como de adquisiciones de activos en operación⁴.

Evidentemente el problema no es la falta de interés por invertir. Lo que está sucediendo es que concretar los proyectos es cada vez más difícil y costoso. En el mejor de los casos, los proyectos se logran ejecutar con largos retrasos respecto a las fechas inicialmente programadas; otras veces éstos se paralizan por completo. En el Cuadro 1 se muestra un conjunto de proyectos, con una capacidad instalada superior a los 11.000 MW, que por distintas causas no han logrado comenzar aún su construcción a pesar de haber ingresado al sistema de evaluación ambiental hace muchos años. La mayoría de estos proyectos ha debido enfrentar algún grado de oposición ambiental y ciudadana; también han sufrido retrasos al obtener autorizaciones de las autoridades administrativas (p. ej. Hidroaysen) o debido hacer frente a recursos presentados en tribunales (p. ej. la central Castilla). En algunos casos los mismos dueños de los proyectos han preferido desistir voluntariamente ante las dificultades que anticipaban (p. ej. Farellones).

En el Cuadro 1 es posible observar que se han paralizado tanto proyectos termoeléctricos convencionales (p. ej., alimentados con carbón), proyectos eléctricos renovables

³ De estos proyectos, una parte importante corresponde a proyectos eólicos y solares (12300 MW o 42% del total).

⁴ Entre los nuevos actores es posible mencionar, a modo de ejemplo, a Pattern, Electro Austral, EPM, PAL, CAP, DUKE Energy, SN Power, Pacific Hydro, Hunt, BESALCO, INKIA, Cristalerías Toro, Grupo Said, etc.

convencionales (hidráulicos) y no convencionales (eólicos), así como proyectos de distintos tamaños. También es posible notar que tanto las empresas establecidas (p. ej., Endesa) como los nuevos actores (p. ej. Electroaustral) enfrentan dificultades para llevar a cabo sus proyectos. Por último, las dificultades no afectan solo a las empresas privadas. En efecto, tanto las empresas privadas nacionales (p. ej. Colbun) e internacionales (p. ej. GDF Suez), como las empresas públicas (p. ej. Codelco), han debido enfrentar obstáculos similares en su naturaleza y complejidad.

Cuadro 1: Ejemplos de Proyectos Eléctricos que no han logrado Iniciarse

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Combustible	Presentación SEIA
Castilla	MPX Energía	2354	Carbón	DIC/2008
Los Robles	AES Gener	750	Carbón	OCT/2007
Hidroaysén	Hidroaysén (Endesa/Colbun)	2750	Hidraulica	AGO/2008
ERA	ENAP	579	Gas- Cogeneracion	MAY/2007
Rio Cuervo	Energía Austral	640	Hidráulica	AGO/2009
Energía Minera	CODELCO	1050	Carbón	JUN/2008
Barrancones	GDF Suez	540	Carbón	DIC/2007
Neltume	Endesa	490	Hidráulica	DIC/2010
Punta Alcalde	Endesa	740	Carbón	FEB/2009
Farellones	CODELCO	800	Carbón	SEP/2007
Cruz Grande	CMP de grupo CAP	300	Carbón	JUN/2008
Tagua Tagua	Consorcio Energetico Nacional	35	Fibromix- Biomasa	AGO/2010
Achibueno	Electroaustral	135	Hidráulica	MAR/2009
Parque Eólico Chiloe	Ecopower	112	Eólica	OCT/2010
Total		11275		

Fuente: Elaboración propia.

Existen múltiples ejemplos que permiten ilustrar como la ejecución de los proyectos es retrasada o abortada por decisiones del Poder Ejecutivo o del Poder Judicial. De acuerdo a la legislación vigente, el Comité de Ministros debía haber resuelto las reclamaciones contra la Resolución de Calificación Ambiental del proyecto Hidroaysen en un plazo máximo de 60 días. Sin embargo, ya han pasado más de dos años y, según señaló el Presidente Piñera⁵, el proyecto no sería visto en lo que resta del 2013. En el caso de Barrancones, el Presidente de la Republica

⁵ Ver declaraciones del Presidente Piñera publicadas por el Diario Financiero, 10 de Junio de 2013.

solicitó al promotor del proyecto que no lo realizara aun cuando los servicios competentes habían determinado que éste cumplía con todas las normas. Las decisiones de la Corte Suprema en los casos de los proyectos de Río Cuervo, Castilla, Campiche o Parque Eólico Chiloé son ejemplos de resoluciones de calificación ambiental anuladas por el Poder Judicial.

Más allá de esta evidencia anecdótica, existen estudios que han sistematizado los tiempos que los proyectos de generación se demoran en la obtención de las autorizaciones requeridas y los distintos tipos de procedimientos administrativos y judiciales. El estudio “Identificación de Dificultades en la Tramitación de Permisos en el Sector Eléctrico”⁶, contratado por el Ministerio de Energía y publicado en junio 2010, analiza los tiempos que tardan los proyectos en obtener los 21 permisos ambientales y 35 permisos sectoriales que requieren para su ejecución. Entre sus resultados destaca que:

- Las concesiones marítimas toman en promedio más de 900 días (algunas solicitudes estaban esperando pronunciamiento desde 2007).
- Las tramitaciones ante Ministerio de Bienes Nacionales para centrales térmicas e hidroeléctricas tardan más de 800 días en promedio.
- Las concesiones definitivas de transmisión tardan en promedio 290 días
- El otorgamiento de derechos de agua tarda en promedio 590 días.
- Hay un gran número de solicitudes de autorización de obras hidráulicas que esperan pronunciamiento de la Dirección General de Aguas (DGA) desde 2007.

Los autores del estudio no pudieron determinar los plazos de tramitación de las solicitudes de traslado de los puntos de captación y restitución de los derechos de agua en la DGA ya que ésta no llevaba un registro. Sin embargo, un dictamen del Tribunal de Libre Competencia obligó a la DGA a publicar la información referente a las solicitudes de traslado de proyectos hidroeléctricos efectuadas entre 2004 y el 15 de abril del 2012. El Cuadro 2 muestra los resultados: es posible ver que el otorgamiento del traslado demoró en promedio 548 días; el caso más lento tomó 1.337 días; y había solicitudes efectuadas en 2008 que llevaban en promedio 1.553 días a la espera del pronunciamiento de la autoridad.

El estudio también encontró que, además de los plazos, el riesgo de rechazo de aspectos específicos de los proyectos en el sistema de evaluación ambiental es uno de los puntos más críticos. Encontró que son particularmente críticos la determinación del caudal ecológico y el cumplimiento de la nueva ley de bosque nativo en las centrales hidroeléctricas, y el cumplimiento de la normativa de calidad del aire y la preservación de los recursos marinos en los proyectos termoeléctricos (a carbón).

⁶ Ver Estudios de Medio Ambiente y Gestión S.A., “Identificación de Dificultades en la Tramitación de Permisos en el Sector Eléctrico”, 2010.

Cuadro 2: Plazos para Autorización de Solicitudes de Traslados de Puntos de Captación y Restitución*

Año ingreso	Otorgados				En trámite	
	Casos	Promedio	Máximo	Mínimo	Casos	Promedio
2004	3	352	441	229		
2005	1	384	384	384		
2006	2	777	970	584		
2007	13	795	1337	255		
2008	12	415	659	152	3	1553
2009	6	594	836	219	1	1231
2010	5	514	756	372	9	759
2011	4	197	327	115	29	332
2012	0				17	124
Total general	46	548	1337	115	59	414

Nota: Considera sólo DDAA vinculados a generación hidroeléctrica al 15 de abril de 2012. El año corresponde al de ingreso de la solicitud. Para un año dado "otorgado" corresponde a las solicitudes ingresadas ese año que ya habían sido otorgadas al 15 de abril de 2012.

Fuente: Santana (2012).

Otro estudio encargado por el Ministerio de Energía analizó los distintos recursos administrativos y judiciales que enfrentan los proyectos eléctricos en su tramitación.⁷ Primero identificó la diversidad de mecanismos mediante los cuales terceros pueden recurrir a distintos órganos del Estado para oponerse a la autorización y construcción de proyectos, entre los cuales están los recursos de reclamación contemplados por la Ley de Bases General del Medioambiente, las formas especiales de intervención contempladas en Leyes Sectoriales⁸ y los recursos del Procedimiento Administrativo,⁹ además de las vías de intervención jurisdiccional, como por ejemplo los recursos de protección.¹⁰ Luego recabó información sobre los recursos efectivamente presentados contra un conjunto representativo de trece proyectos del sector¹¹. Como muestra el Cuadro 3, a la fecha del estudio, los trece proyectos habían enfrentado 102

⁷ Ver Universidad de Chile, "Análisis de Casos de Recursos Administrativos y Judiciales Relacionados con la Tramitación de Permisos para Proyectos del Sector Eléctrico y sus Efectos en la Inversiones del Sector Energía", 2011.

⁸ Como por ejemplo los recursos contemplados en el Código de Aguas, la Ley Orgánica Constitucional de Municipalidades y la Ley General de Urbanismo y Construcción.

⁹ Como por ejemplo el recurso de reposición, el jerárquico, el de invalidación, el extraordinario de revisión, el de revisión de oficio, los requerimientos a Contraloría, y los de nulidad de derecho público.

¹⁰ Los otros mecanismos judiciales disponibles son la acción de nulidad, de jactancia, declaración de mera certeza jurídica, reclamación del Código de Aguas, acciones posesorias, recurso de casación, y recurso de apelación.

¹¹ Los proyectos fueron seleccionados para que fueran representativos de diversos tamaños, variadas fuentes de energía, descripción de impactos, tipo de comunidades afectadas y ubicación geográfica.

recursos administrativos y judiciales. Desde que se terminó ese estudio y a la fecha de hoy han seguido aumentando el número de recursos enfrentados por esos proyectos. Este estudio entregó evidencia concreta respecto de lo que se ha denominado la “judicialización” de los proyectos. Este es un fenómeno creciente, que afecta a todos los tipos de proyectos -grandes y chicos, térmicos y renovables- y en todo el territorio, el que evidentemente está originando un encarecimiento de los proyectos, la pérdida de certeza jurídica de las resoluciones de calificación ambiental, el retraso de las inversiones y, en algunos casos, hasta en su cancelación.

Cuadro 3: Recursos Administrativos y Judiciales

Proyecto	Recursos administrativos	Recursos Judiciales	Total
Hidraysén	12	11	23
Castilla	12	7	19
Los Robles	10	7	17
Achibueno	8	2	10
Alto Maipo	7	3	10
El Tatio	6	3	9
Pacifico	5	2	7
Patache	4	2	6
Campiche	4	2	6
San Clemente	2	2	4
Línea Loncoche-Villarica	1	1	2
Pirquenes	0	1	1
Parque Eólico Chiloe	0	1	1

Fuente: Análisis de Casos de Recursos Administrativos y Judiciales Relacionados con la Tramitación de Permisos para Proyectos del Sector Eléctrico y sus Efectos en la Inversiones del Sector Energía, Universidad de Chile (2011).

El escenario en materia de generación eléctrica es muy complejo. La demanda sigue creciendo y los inversionistas no logran concretar sus planes de inversión a causa de las crecientes trabas administrativas y judiciales. Si se quiere evitar que la falta de energía siga hipotecando las posibilidades de desarrollo del país¹², es necesario actuar ya. Sin embargo, no es evidente qué se puede hacer.

¹² Ver Agurto, Fuentes, García y Skoknic, “Impacto Macroeconomico del Retraso en las Inversiones de Generación Eléctrica en Chile”, Junio 2013.

Los tiempos han cambiado y las intervenciones jerárquicas de la autoridad¹³, ordenando a la institucionalidad que evalúe rigurosa y oportunamente, abstrayéndose de la presión que intentan ejercer los movimientos ambientalistas o la oposición local, son cada vez menos eficaces. La razón principal es que solo una parte del problema está radicado al interior del gobierno, pues la Contraloría y los Tribunales están jugando un rol mucho más activo que antes¹⁴. El último intento de avanzar en esta línea fue la creación del Comité Intergubernamental de Agilización de Proyectos de Inversión (CAI), constituido en el Ministerio de Economía; la iniciativa no solo no logró sus objetivos sino que además su labor fue denunciada por parlamentarios y cuestionada por la Contraloría.¹⁵

Otro elemento que hay que tomar en consideración es que, dada la creciente oposición que enfrentan los distintos proyectos de energía y los largos plazos -de mayor duración que los períodos políticos- que toma su concreción, se hace muy difícil encontrar autoridades dispuestas a tomar decisiones que conlleven costos políticos inmediatos, en tanto los beneficios, como la energía segura y competitiva, se obtendrán durante futuras administraciones.

La coyuntura actual requiere medidas distintas, que aborden las causas de fondo y no solo los síntomas. La situación que se vive actualmente tiene una diversidad de causas por lo que se requieren también una diversidad de medidas. Las principales causas de la creciente oposición que enfrentan los proyectos son:

[1] Una ciudadanía más empoderada, participativa y preocupada del cuidado del medioambiente, que se organiza y moviliza para oponerse a los proyectos que ella considera que tienen impactos ambientales negativos¹⁶. Además hay una creciente pérdida de confianza en la institucionalidad y un malestar por la falta de espacios de participación ciudadana. Todo esto en un contexto de desinformación generalizada, pues la sociedad como un todo tiene una visión distorsionada del balance de ventajas y desventajas de los distintos tipos de proyectos, a la vez que carece de conciencia sobre la gravedad de la situación energética del país y sobre su impacto en los costos y seguridad de suministro.

[2] Una comunidad local menos dispuesta a aceptar inversiones que tienen una distribución geográfica inequitativa de los costos y los beneficios. Este aspecto es particularmente relevante

¹³ El caso de la central Pangué con el Presidente Frei y la central Ralco con el Presidente Lagos son ejemplos de respaldo explícito para sacar adelante proyectos de gran envergadura y alto grado de oposición. Hoy, para materializar proyectos como Hidroaysen, apoyos explícitos similares son condición necesaria pero no suficiente.

¹⁴ Hay que considerar además que la Reforma a la Institucionalidad Ambiental ha incorporado un nuevo actor: el Tribunal Ambiental.

¹⁵ El caso de Castilla es un claro ejemplo de que este tipo de intervenciones ya no garantizan los resultados esperados. Aparentemente, el CAI habría ejercido presión para lograr la aprobación del proyecto por parte del Ministerio de Salud, sin embargo, la que posteriormente fue revertida por la Corte Suprema.

¹⁶ Un estudio realizado por la Fundación Terram, de los 222 proyectos de generación presentados al SEIA entre enero 2000 y Julio 2011, 69% recibió algún nivel de oposición. Desde el punto de la capacidad instalada, el 87% recibió oposición. (Ver Borquez, "Actualización del Catastro de Proyectos de Generación Eléctrica en Chile" en www.terram.cl).

para los proyectos de generación conectados a los sistemas interconectados ya que la comunidad no ve una relación directa entre la ejecución del proyecto de generación y el aumento en la oferta de electricidad. Tampoco percibe impactos permanentes significativos en la generación de empleo, más allá del período de construcción. Además, dado lo centralizado de nuestro sistema tributario, los proyectos tampoco generan un aumento en los ingresos fiscales o la calidad de los servicios públicos locales.

[3] Una creciente competencia por el uso del territorio entre distintos fines productivos y de preservación. A medida que aumenta la población del país y la actividad económica, se ha hecho más frecuente que la localización planeada para un proyecto de generación entre en conflicto con usos alternativos para ese mismo territorio (p. ej. turismo, residencial, agrícola, preservación). Esta situación se hace más compleja por la ausencia de un sistema coherente, participativo y legitimado de ordenamiento territorial, existiendo en cambio un gran desorden y traslape de instrumentos e instituciones, con la consecuente ineficiencia, incertidumbre y conflicto.

Existe un cuarto factor que está incidiendo de manera transversal en potenciar las tres fuentes de conflicto. Se trata del éxito y el aprendizaje que han obtenido distintos grupos de interés para oponerse a los proyectos, logrando retrasarlos y en algunos casos incluso paralizarlos o que se le impongan mitigaciones más estrictas o mayores compensaciones que las que establece la normativa. Cuando una movilización social es capaz de hacer que el Presidente altere la institucionalidad y dictamine la cancelación de un proyecto, aunque cumpla con toda la normativa, se genera un efecto secundario complicado ya que incentiva a los opositores de otros proyectos a movilizarse¹⁷. Lo mismo ocurre cuando la Corte Suprema bota un proyecto como la Central Castilla porque la empresa no logró acordar la compensación adecuada con el 100% de los afectados. Con estos precedentes, se incentiva la movilización y el uso de distintos recursos administrativos y judiciales disponibles por parte de la ciudadanía, no solo de los grupos preocupados por el medio ambiente, de las comunidades locales que buscan una justa distribución de los beneficios que generan los proyectos y de los que quieren darle un uso distinto al territorio, sino también de una naciente industria de oportunistas que buscan apropiarse de una parte de la renta de los proyectos.

La situación descrita ha derivado en que en la práctica se esté abandonando el desarrollo de la oferta de generación en base a los abundantes recursos hídricos de que goza país y, más recientemente, de la fuente de energía de menor costo siguiente, que es el carbón. Ello está significando pasar de costos medios de desarrollo de alrededor de US\$ 90 por MWh a un valor en torno a US\$ 130 por MWh, en el escenario en que efectivamente se consiga expandir la oferta en base a centrales a gas natural. Es decir, probablemente sin tener plena conciencia de ello, la sociedad chilena está debiendo asumir un sobre costo de más de un 50% en el costo del suministro eléctrico por las dificultades enunciadas, lo que no solo afecta la cuenta de la

¹⁷ Esto es lo que ocurrió con el proyecto Barrancones de GDF Suez. Algo similar ocurrió con el proyecto geotérmico en las cercanías de las termas del Tatio del consorcio de ENAP con ENEL.

electricidad de millones de hogares sino que daña severamente la competitividad de la base industrial y minera del país.

En consecuencia, se requiere alcanzar un amplio acuerdo social y político para impulsar una agenda destinada a reactivar las inversiones y concretar en breve plazo proyectos de centrales generadoras eficientes, de modo de posibilitar un desarrollo sostenido de la economía, resguardando el medio ambiente y asegurando una distribución equitativa de costo y beneficios en la sociedad. Más adelante se formularán propuestas a ser consideradas en dicha agenda.

3. PROYECCIONES: ESCENARIOS DE GENERACION 2013-2020

3.1 Introducción

Este capítulo tiene por objeto analizar la situación actual de oferta y demanda en el SIC y su probable evolución en el horizonte 2013-2020, bajo distintos escenarios posibles respecto de la factibilidad de desarrollar proyectos de generación.

En la primera sección se presenta una síntesis de la evolución histórica de la demanda en el sistema y su proyección probable hasta el año 2020, y se efectúa un breve análisis de la evolución reciente de la oferta de energía hasta el presente.

En la segunda sección se presentan cuatro escenarios posibles de evolución de la oferta de energía durante el horizonte de estudio, considerando la realización o no de proyectos de generación que tienen alguna probabilidad de materializarse en este período. Los escenarios analizados se definen así:

- Caso Base: refleja una posición conservadora acerca de la factibilidad de concretar un conjunto de proyectos de generación que tienen, en nuestra opinión, una razonable probabilidad de llevarse a cabo, por contar con estudios de ingeniería básica, Resolución de Calificación Ambiental (RCA), viabilidad económica y disposición de los inversionistas a ejecutarlos. Se ha considerado para estos efectos los proyectos Alto Maipo (AES-Gener) de 530 MW en 2018, dos centrales hidroeléctricas medianas con un total de 300 MW en 2019-2020, la central termoeléctrica a carbón Santa María II (Colbún) de 370 MW en 2019, la interconexión SIC-SING con capacidad limitada de 1000 MW también en 2019, y el desarrollo de centrales ERNC que permitirían cubrir un 10% de la oferta hacia el año 2020.
- Caso Base + GNL: Este escenario es similar al caso base, pero supone que las centrales de ciclo combinado existentes de propiedad de AES Gener y Colbún contratan prontamente GNL a largo plazo mediante acuerdo con el terminal Quintero. En los dos primeros años se supone un contrato take or pay por un 50% de la capacidad de dichas plantas a un precio de 15 US\$/MBTu y a partir de 2017, un contrato take or pay por un 80% de dicha capacidad a un precio del GNL de 12 US\$/MBTu. El eventual exceso de consumo de GNL por sobre el take or pay de 80% se supone comprado a un precio spot de 15 US\$/MBTu. A partir de 2017, las centrales de ciclo combinado de las empresas mencionadas podrían eventualmente abastecerse mediante opciones de regasificación

distintas del terminal de Quintero, siempre y cuando fuera posible un acuerdo comercial en esta materia.

- Caso Atraso Obras: refleja una visión más pesimista acerca de la posibilidad de concretar los proyectos en los plazos indicados en el Caso Base. Se considera un atraso de un año de la entrada en servicio de todos ellos, salvo los proyectos ERNC.
- Caso Atraso Obras + GNL. Supone las mismas condiciones de contratación de GNL del Caso Base + GNL, pero al igual que el escenario anterior, un atraso en un año de la entrada en servicio de los proyectos hidroeléctricos e interconexión SIC-SING.

El análisis de estos escenarios permite apreciar el grado de equilibrio oferta – demanda en el período y evaluar el impacto que tendría en los precios spot la eventual decisión de usar GNL en forma permanente en unidades que hasta hoy no cuentan con suministro constante de ese combustible.

Como hipótesis de precios de combustibles, en todos los casos se ha considerado un precio internacional del petróleo Brent igual a 110 US\$/bbl constante en términos reales; un precio FOB de carbón colombiano de 85 US\$/ton constante en términos reales, y un precio del GNL de San Isidro 1 y 2 igual a 8 US\$/MBtu.

Se proyectan para cada escenario los costos marginales de energía (CMg) promedio de todas las hidrologías y los CMg para tres clases hidrológicas: *seca* (promedio del 10% de las condiciones más secas de los últimos 52 años), *húmeda* (promedio del 10% de las hidrologías más húmedas) y *media* (promedio del 80% de las hidrologías no extremas). Se presentan asimismo gráficos con la energía anual generada en el SIC por tipo de tecnología. Estos gráficos, para condición seca y media, ilustran la forma en que se abastece la demanda del sistema año a año y el *stress* del sistema para abastecer el consumo en las condiciones indicadas.

Finalmente, en la última sección se presenta las conclusiones acerca del impacto que tendría la contratación de GNL en la seguridad y precios de suministro en el SIC.

3.2 Evolución de la demanda y situación actual de abastecimiento

3.2.1 Crecimiento histórico de la demanda del SIC

El SIC ha tenido una alta tasa de crecimiento entre 1985 y 2007, cercana a un 6.6% anual. En 2008 las ventas de energía disminuyeron un 1.0% en relación a 2007, debido al impacto que tuvieron en el precio de la energía las disminuciones en los envíos de gas desde Argentina y los altos precios del petróleo diésel en aquel año, sumado a las medidas de conservación que fueron tomadas con el fin de evitar un déficit en el suministro. En 2009 la demanda en el SIC

nuevamente disminuyó (-0.5%) debido al impacto de la crisis financiera a nivel mundial. A comienzos de 2010, el terremoto del 27 de Febrero produjo una disminución inicial del 15% en la demanda, pero posteriormente esta se recuperó alcanzándose un crecimiento anual de 4.4%. En los años 2011 y 2012 la tasa de crecimiento anual de la demanda alcanzó a 6.6% y 5.7% respectivamente.

La generación bruta de electricidad en el SIC alcanzó 48.869 GWh en 2012, y las ventas netas alcanzaron 46.282 GWh. Alrededor del 30% de la producción fue vendida directamente por los generadores a grandes clientes industriales y mineros y un 70% restante fue vendido a distribuidores. Cerca del un 15% de este 70% correspondió a clientes no regulados conectados a la red de distribución; consecuentemente, los clientes no regulados en el SIC representaron un 40% del total del consumo.

El suministro en el año 2012 por parte de los principales generadores se indica en el siguiente cuadro.

Cuadro 4: Generación y Volúmenes de Ventas 2012

Compañía	Generación GWh	Ventas	
		GWh	%
Endesa	19401	18666	40%
Colbún	12292	10980	24%
AES Gener + Guacolda	11280	9560	21%
Otros	5895	7075	15%
Total	48869	46282	100%

(*) Preliminar

3.2.2 Proyección de demanda

Para los fines del presente estudio se ha considerado la proyección de demanda usada por la CNE en la última fijación de Precios de Nudo (Abril 2013). La proyección es la siguiente:

Cuadro 5: Cuadro Proyección CNE 2013-2020

Años	Libres	Regulados	Total
2013	19,445	29,245	48,691
2014	20,692	30,901	51,593
2015	22,052	32,539	54,591
2016	23,707	34,161	57,868
2017	25,295	35,724	61,019
2018	26,640	37,287	63,927
2019	28,184	38,850	67,034
2020	29,851	40,413	70,264
2021	31,916	41,977	73,893
2022	33,740	43,540	77,279
2023	35,376	45,103	80,478

3.2.3 Capacidad Instalada, tecnologías y costos variables de suministro

Tres compañías y sus filiales tienen el 76% de la capacidad instalada total. El Cuadro 6 resume la capacidad instalada en el SIC.

Cuadro 6: SIC – Capacidad instalada por compañía – Diciembre 2012

Compañía	Capacidad Instalada (MW)				Porcentaje Capacidad
	Hidro	Térmica	Eólica	Total	
Endesa y filiales	3461	1792	78	5331	39%
Colbún	1333	1693		3025	22%
AES Gener + Guacolda	271	1705		1976	15%
Otras	836	2326	118	3279	24%
Total	5900	7516	196	13611	100%

Fuente: CDEC-SIC

La capacidad instalada actual, de acuerdo al tipo de planta generadora, se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 7: SIC – Capacidad instalada por tecnología – Diciembre 2012

Tecnología de la planta	Capacidad Instalada	
	MW	%
Eólica + solar	198	1%
Hidro pasada	2590	19%
Hidro embalse	3310	24%
Biomasa, biogás y cogeneración	418	3%
Carbón	2080	15%
Turbina de gas de ciclo combinado	1878	14%
Turbinas de gas ciclo abierto, motores diesel, etc.	3138	23%
Total	13611	

La gran proporción de motores y turbinas de gas de ciclo abierto funcionando con petróleo diésel (alrededor de 1.800 MW instalados entre 2008 y 2011) se explica como una reacción del mercado a las condiciones de escasez derivadas de los cortes de suministro de gas argentino.

El rango de costos variables en el despacho económico es presentado en el siguiente cuadro.

Cuadro 8: SIC – Costos variables – Septiembre-12 (*)

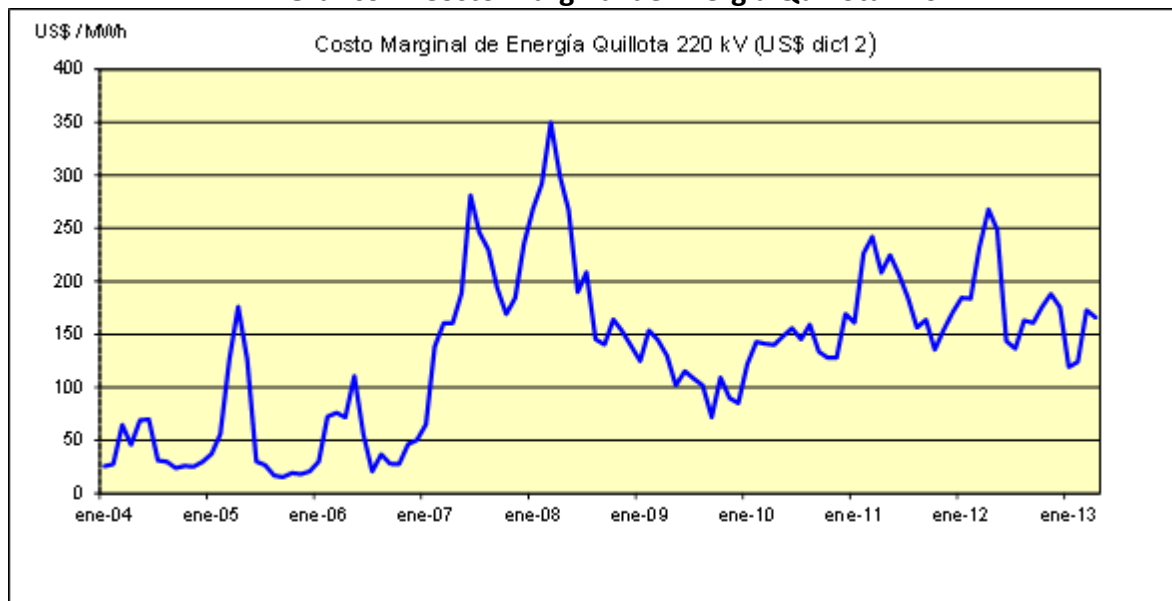
Tecnología de la central	Costo Variable US\$/MWh
Carbón	30-50
Ciclo combinado (GNL)	80-90
Ciclo combinado (diésel)	170-200
Motores (fuel oil)	190
Turbina a gas con ciclo abierto, motores (diésel)	270-400

3.2.4 Comentario Sobre las Condiciones de Suministro Presentes y de Corto Plazo

Con la instalación inicial de grupos generadores diésel y de algunas centrales a carbón (Guacolda 3 y 4 y Nueva Ventanas), seguida en años recientes por la conexión de una significativa capacidad en centrales a carbón (Bocamina II, Santa María I y Campiche) e hidroeléctricas medianas (Chacayes, Rucatayo, La Confluencia y La Higuera), así como con el desarrollo de centrales de ERNC y el uso más intensivo de GNL de parte de algunas de las centrales de ciclo combinado que usaban anteriormente gas argentino, la situación de abastecimiento del SIC post crisis de gas ha tendido a normalizarse, aunque con costos marginales elevados asociados a los atrasos en la construcción de centrales y la ocurrencia de tres años secos sucesivos (2010, 2011 y 2012).

El gráfico 1 muestra la evolución de los costos marginales del SIC en los últimos años.

Gráfico 1: Costo Marginal de Energía Quillota 220 kV

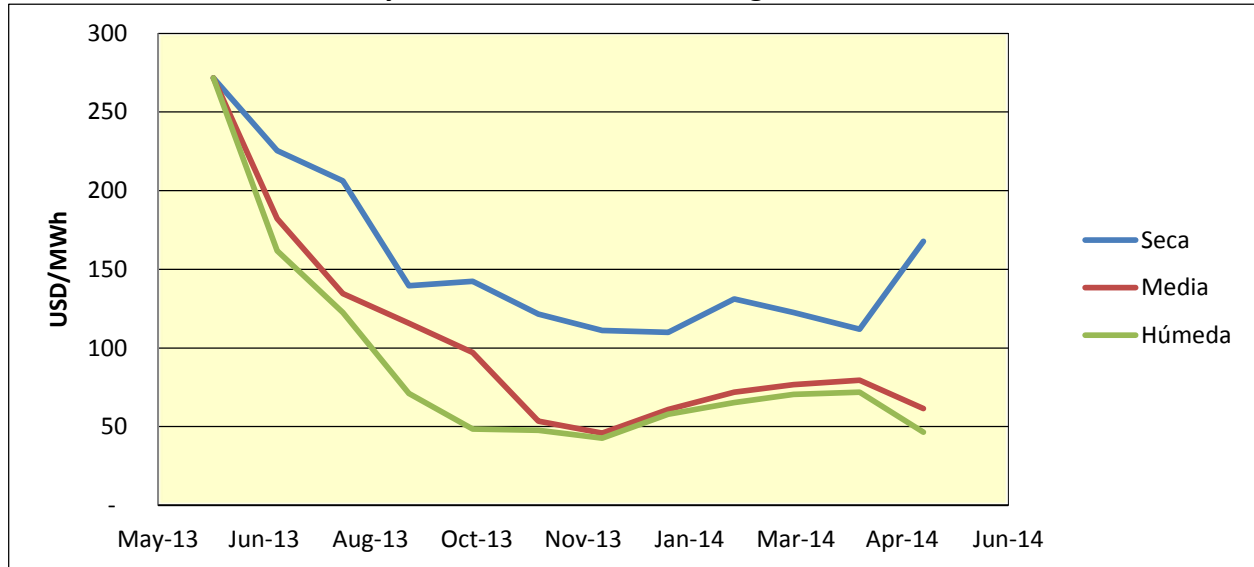


Debe destacarse en todo caso que entre fines de 2012 y mediados de 2013 habrán entrado en operación unos 1.500 MW, desglosados así:

- Centrales a carbón: 970 MW
- Centrales hidroeléctricas medianas: 400 MW
- Centrales ERNC: 150 MW

La energía generable por estas centrales es significativa, del orden de los 9.200 GWh, en tanto que el crecimiento total de la demanda en 2012 y 2013 respecto de 2011 será de unos 5.200 GWh. A pesar de estas importantes adiciones de energía de base, los costos marginales que se proyectan a partir del invierno de 2013 dependerán de la condición hidrológica. De acuerdo al CDEC, la proyección a 12 meses para hidrología seca, media y húmeda se ilustra en el Gráfico 2.

Gráfico 2: Proyección CDEC del costo Marginal en Quillota 220 kV



En el mediano plazo (2013-2016) la situación oferta-demanda se percibe más equilibrada. Salvo que se prolongue la situación de sequía o se produzca una falla prolongada de centrales, a partir de mediados de 2013 el promedio de los precios spot tenderá a acercarse al costo de desarrollo del sistema, al menos en la región centro-sur del SIC. Ello debido a que al importante aporte de energía de base mencionado más arriba, se deberían sumar unos 900 MW adicionales correspondientes a 120 MW en centrales hidroeléctricas medianas, 320 MW en la central hidroeléctrica Angostura y 150 MW en la central a carbón Guacolda 5, así como unos 300 MW en ERNC eólicas, solares y minihidro.

La situación a partir de 2017 es aún incierta, por la siguientes razones:

- El proyecto hidroeléctrico Alto Maipo, de 530 MW, previsto para fines de 2017, se encuentra próximo a iniciar la construcción, pero la decisión está pendiente de lograrse el cierre financiero. Debe considerarse que existe un recurso judicial contrario al inicio de obras de la central presentado por un grupo de senadores.
- Se esperaba que el proyecto de carbón Castilla (2 x 350 MW en su etapa inicial) fuera conectado entre 2017 y 2019, pues tenía sus permisos ambientales aprobados, pero esa

aprobación fue revertida por la Corte Suprema en Agosto 2012 y el proyecto ha sido suspendido indefinidamente.

- El permiso ambiental del proyecto de central a carbón Punta Alcalde (700 MW), de Endesa, fue recientemente aprobado por el Consejo de Ministros de Sustentabilidad y podría entrar en servicio hacia 2018, pero tiene recursos de protección fallados por la Corte de Apelaciones y el futuro del proyecto se percibe como incierto.
- La interconexión SIC-SING está siendo estudiada por GDF Suez y podría eventualmente operar hacia los años 2018-2019, sujeto al cierre exitoso de un proceso de Open-Season que se efectuaría en el curso de 2013. En su etapa inicial la interconexión podría aportar entre 300 y 700 MW de generación de ciclos combinados existentes en el SING.
- Hay dos a tres proyectos hidroeléctricos medianos de 120-150 MW con EIA aprobados que eventualmente podrían ser desarrollados por sus impulsores escalonadamente entre los años 2017-2019, pero no se ha decidido aún su construcción.
- El proyecto para construir la central a carbón Santa María II, de 370 MW, tiene permiso ambiental pero enfrenta oposición de comunidades locales.
- El proyecto Neltume de 480 MW no tiene aún autorización ambiental y enfrenta la oposición y recursos legales de comunidades locales.

La incertidumbre sobre el abastecimiento posterior al año 2016 ha llevado a que en la actualidad prácticamente no existan ofertas de energía a precio estabilizado para el suministro a grandes consumidores libre y distribuidores. En efecto, gran parte de las centrales recientemente conectadas y en construcción ya tienen su energía comprometida en contratos con distribuidores y grandes consumidores finales. Se hace necesario, como se ha explicado antes, que se asegure la expansión de la oferta de energía de base y económica para el mediano plazo.

En este sentido, existe la posibilidad de que centrales de ciclo combinado existentes de propiedad de Colbún y de AES Gener participen en las circunstancias actuales en el mercado de suministro eléctrico mediante contratos de largo plazo, basado también en compras de largo plazo de GNL. Dichas centrales no habían contratado el uso del terminal GNL de Quintero ni comprometido la compra de este combustible en contratos de largo plazo, por estimar que no podrían competir con un desarrollo significativo de centrales a carbón. Adicionalmente, en un período posterior se podrían transformar a ciclo combinado los ciclos abiertos de Taltal y Candelaria, las que no deberían tener mucha dificultad en obtener las autorizaciones ambientales por usar torres de refrigeración y no refrigeración directa por agua de mar.

El uso continuo de los ciclos combinados existentes permitiría movilizar unos 700 MW en centrales de base que hoy operan con petróleo diésel y solo esporádicamente con GNL comprado en el mercado spot. Ciertamente, por la naturaleza de los convenios de uso del terminal y la características de los contratos take or pay de las compras de GNL, sería necesario que los contratos de suministro eléctrico sean de largo plazo.

3.3 Balance de energía firme y media y proyección de costos marginales

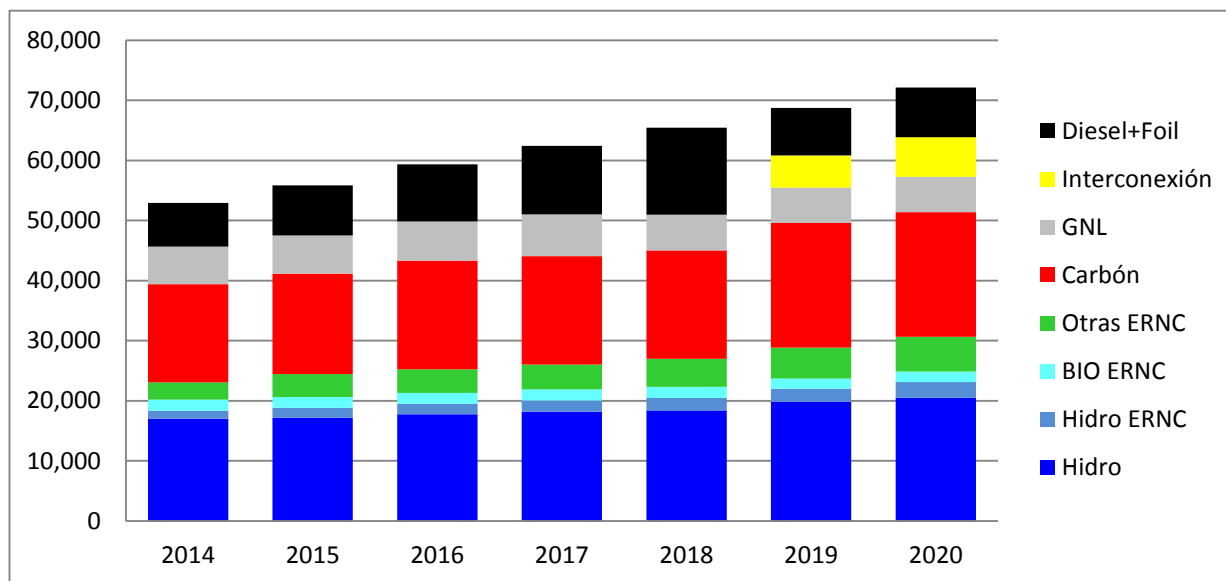
A continuación se presenta, para cada escenario, el balance de energía obtenido de la simulación del despacho del SIC mediante el modelo SDDP, para años secos (promedio 10% de las condiciones más secas de los últimos 52 años) y para años medios (promedio del 80% de las hidrologías ni secas ni húmedas). Los aportes desde el SING a partir de 2019 son los resultantes de la modelación del despacho. También se presentan los costos marginales obtenidos para cada simulación en la subestación Quillota 200 kV.

3.3.1 Caso Base

En este escenario se supuso que las centrales Nueva Renca, Nuehuenco 1 y Nuehuenco 2 no disponen de GNL y que las centrales hidroeléctricas de Alto Maipo, Los Condores y Ñuble entran en operación el 2018, 2019 y 2020 respectivamente. También se ha supuesto que la interconexión SIC-SING y la unidad a carbón Santa María 2 entrarían el año 2019.

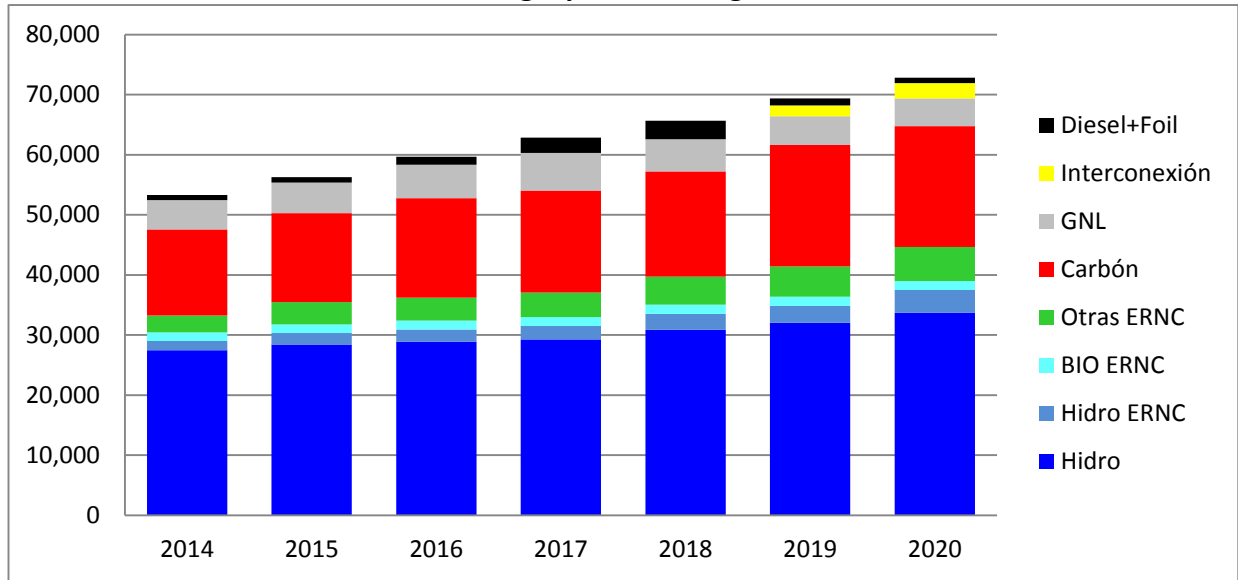
3.3.1.1 Balance de Energía Firme y Media

Gráfico 3: Balance Energía para hidrologías Secas- Caso Base



Se observa una alta generación diésel en año seco.

Gráfico 4: Balance Energía para hidrologías Medias- Caso Base

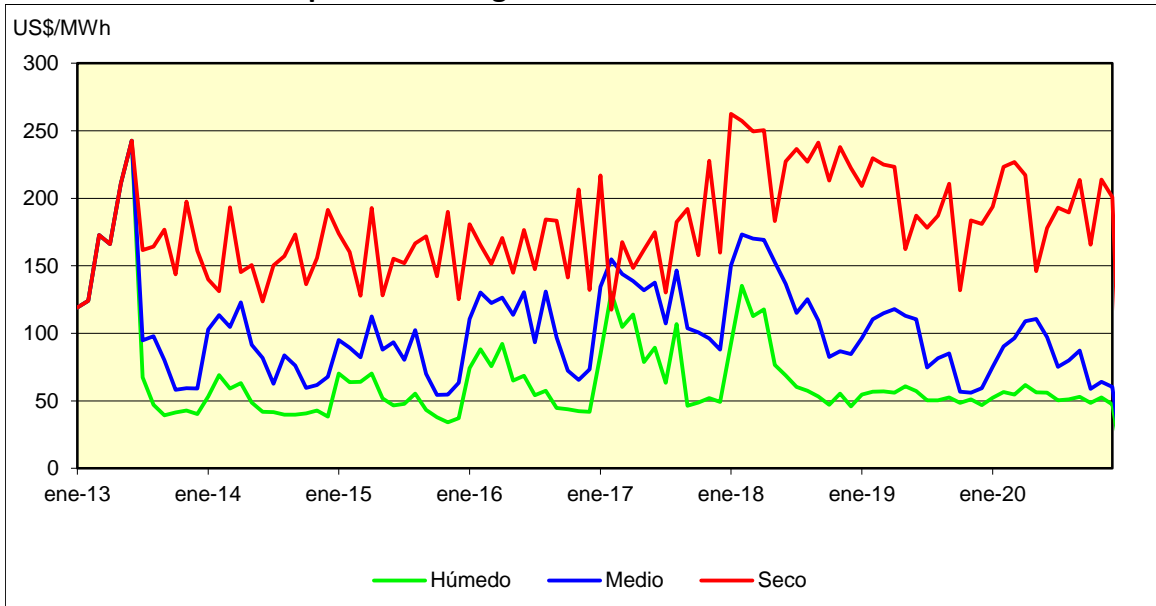


Se observa que en un año medio la generación marginal está dada fundamentalmente por GNL y en mucho menor proporción por generación a petróleo.

3.3.1.2 Precios Spot de Energía

El gráfico 5 muestra el costo marginal de energía mensual para tres estados hidrológicos: seco (10%), medio (80%) y húmedo (10%), para la subestación Quillota. El cuadro 9 correspondiente muestra los costos marginales promedio anuales de los valores esperados (con respecto a las condiciones hidrológicas) de los 12 meses de cada año.

Gráfico 5: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Base



Cuadro 9: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Base

Año Hidrológico	Húmedo	Medio	Seco	Promedio
2013	107.1	122.4	166.4	125.2
2014	48.8	82.7	148.4	85.7
2015	51.9	89.0	157.2	92.0
2016	59.6	109.5	175.7	111.1
2017	78.3	126.1	184.1	127.1
2018	84.0	128.4	192.7	130.3
2019	62.0	108.9	211.0	114.2
2020	60.6	107.3	213.7	113.1

Se observa una elevación significativa de los CMg promedio en los años 2017 y 2018, lo cual muestra un desajuste del parque generador. Los precios caen a partir del año 2019 con la entrada de Santa María II y la interconexión SIC-SING.

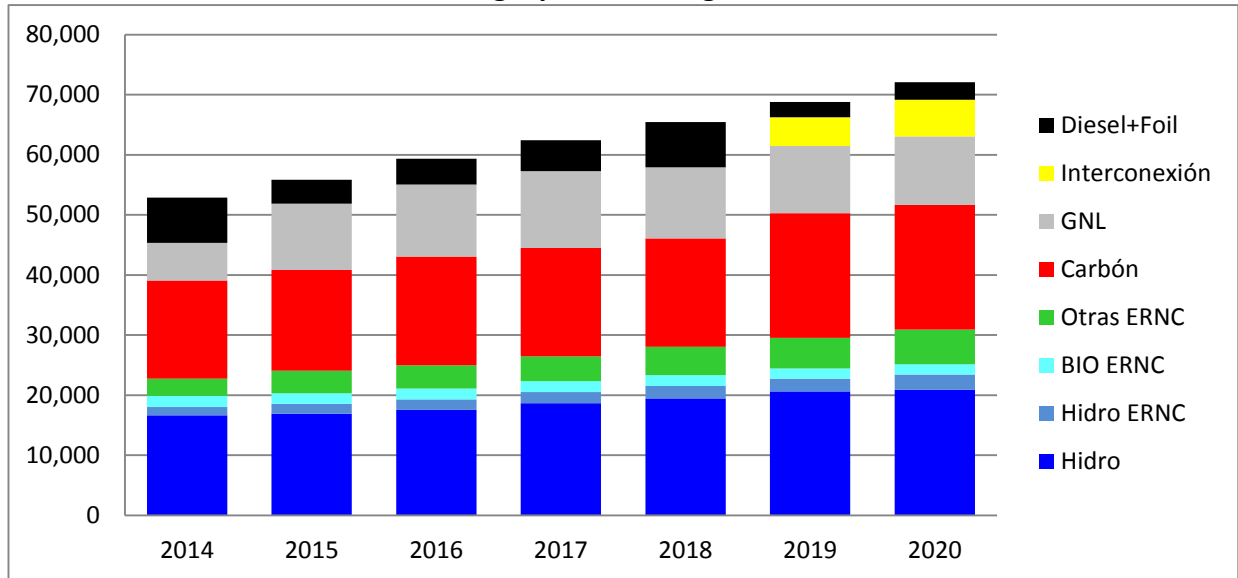
3.3.2 Caso Base + GNL

En este caso se supuso que las centrales Nueva Renca, y Nehuenco 2 disponen de GNL a partir del año 2015 a un precio de 15 USD/MBTU. En los dos primeros años se supone un contrato de compra de GNL take or pay por un 50% de la capacidad de las plantas y posteriormente, un contrato de take or pay por un 80% con un precio del GNL de 12 US\$/MBTU. El eventual exceso de consumo de GNL por sobre el 80% se supone comprado a un precio spot de 15 US\$/MBTU.

Se supone que todos los proyectos de generación e interconexión entran en la misma fecha que en el Caso Base; el único cambio es el supuesto de disponibilidad de GNL.

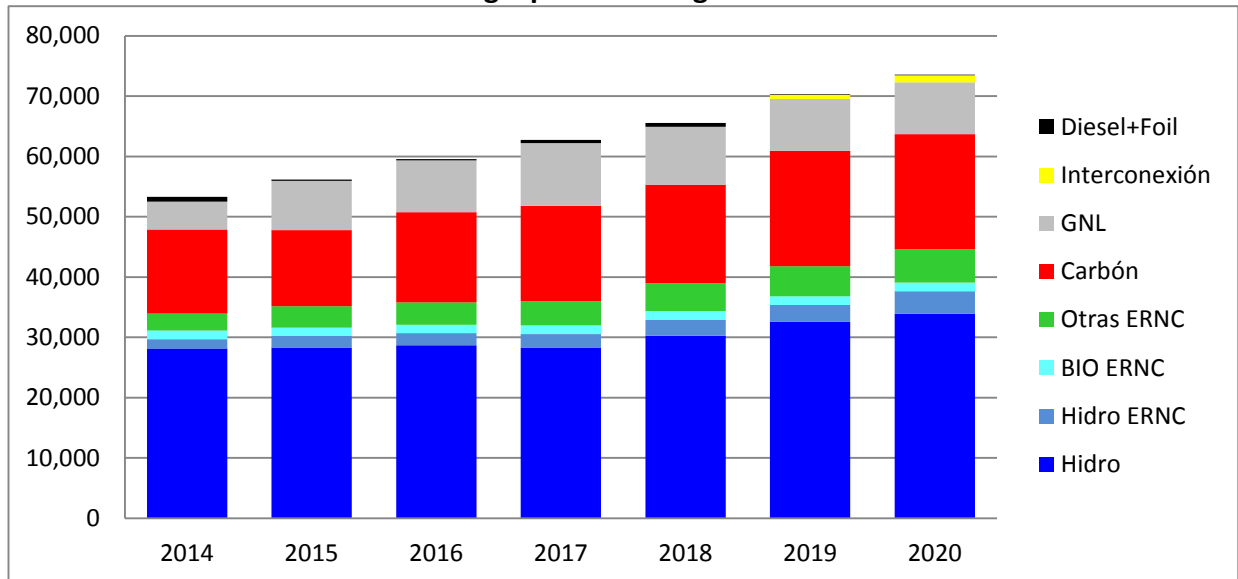
3.3.2.1 Balance de Energía Firme y Media

Gráfico 6: Balance Energía para hidrologías Secas- Caso Base+ GNL



Se observa en este escenario un nivel mucho menor de generación diésel en un año seco, respecto del caso en que Gener y Colbún no compran GNL.

Gráfico 7: Balance Energía para hidrologías Medias- Caso Base+GNL

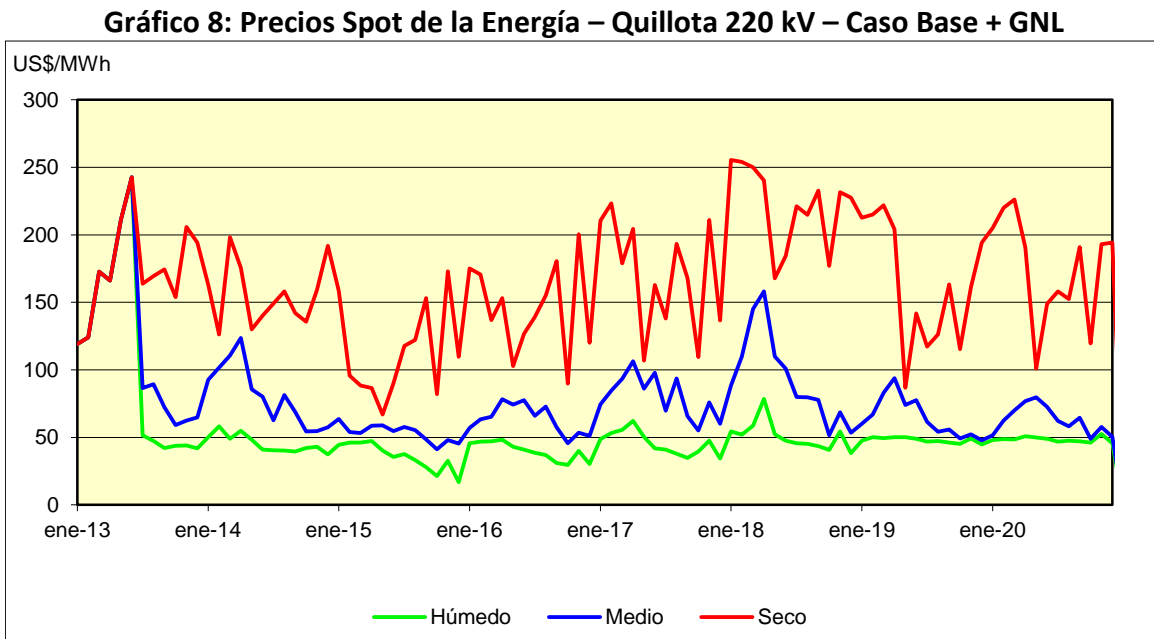


En este escenario se observa que no hay generación marginal a petróleo.

3.3.2.2 Precios Spot de Energía

El gráfico 8 muestra el costo marginal de energía mensual de la subestación Quillota para tres estados hidrológicos: seco (10%), medio (80%) y húmedo (10%).

El cuadro 10 muestra los costos marginales promedio anuales de los valores esperados (con respecto a las condiciones hidrológicas) para los 12 meses del año.



Cuadro 10: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Base + GNL

Año	Húmedo	Medio	Seco	Promedio
2013	106.4	120.3	164.6	123.3
2014	46.8	78.2	149.4	82.0
2015	30.3	45.5	86.7	48.0
2016	35.5	51.8	109.5	55.8
2017	36.8	55.0	123.8	59.8
2018	43.9	67.0	141.7	72.0
2019	47.3	71.5	196.4	81.2
2020	47.9	71.7	195.8	81.3

Se observa que el despacho de centrales de ciclo combinado con GNL produce una baja relevante de los CMg. La caída en los primeros años refleja el hecho que el GNL sería comprado en parte mediante contratos take-or-pay, los que fuerzan un despacho de estas centrales en todas las condiciones hidrológicas posibles.

3.3.3 Caso Atraso Obras

3.3.3.1 Balance de Energía Firme y Media

Este escenario considera los mismos supuestos de disponibilidad y precios del GNL que el Caso Base, pero con un atraso de un año en la entrada de las centrales y la interconexión SIC-SING.

Según se observa en el gráfico 9, el consumo de diésel es sustancial en el caso de hidrología seca. El gráfico 10 indica que el consumo de este combustible también es significativo en el caso de hidrología media.

Gráfico 9: Balance Energía para hidrologías Secas- Caso Atraso Obras

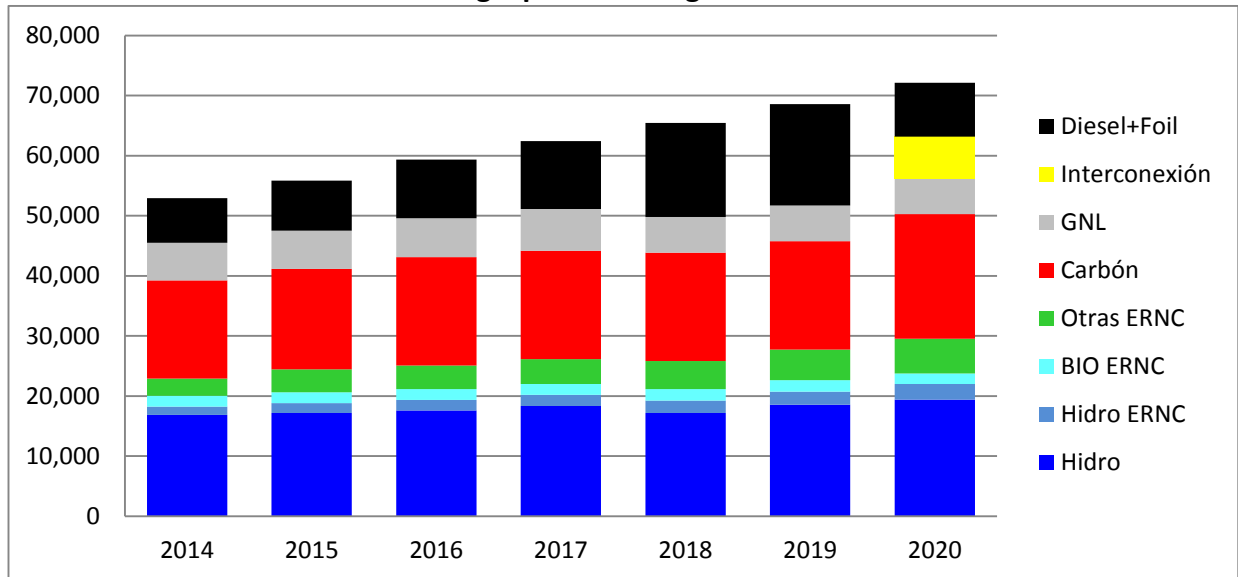
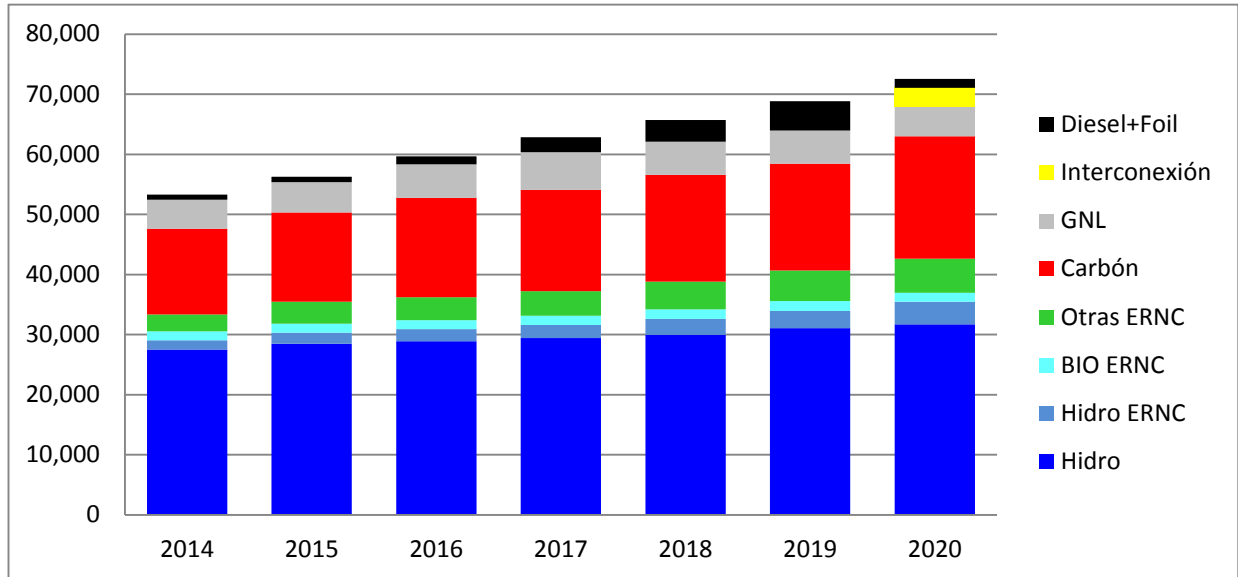


Gráfico 10: Balance Energía para hidrologías Medias- Caso Atraso Obras

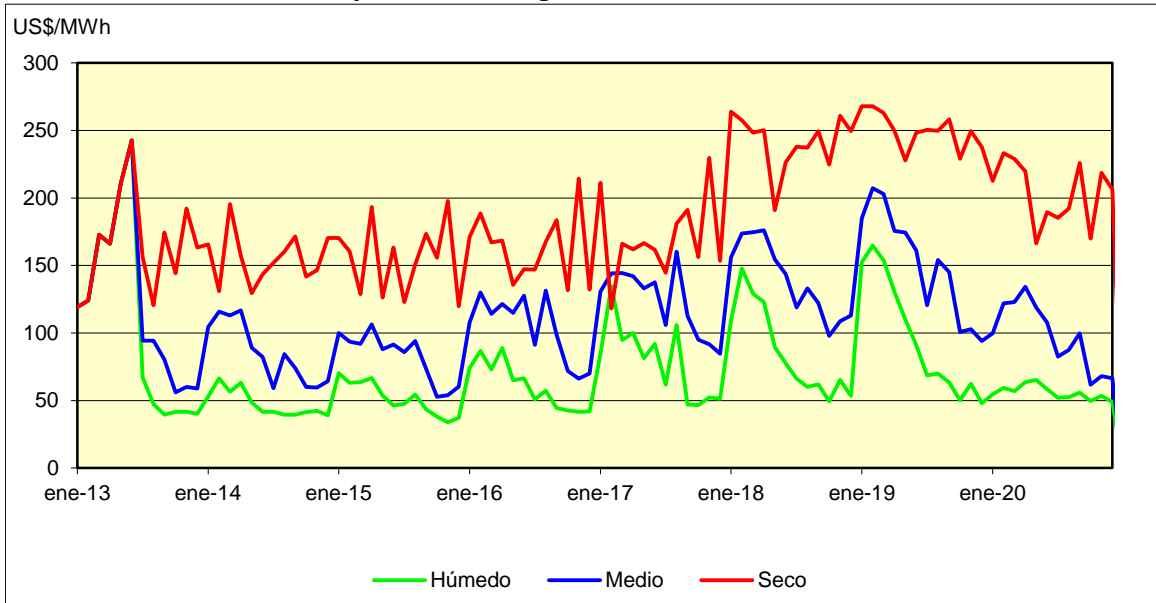


3.3.3.2 Precios Spot de Energía

El gráfico 11 muestra el costo marginal de energía mensual de la subestación Quillota para tres estados hidrológicos: seco (10%), medio (80%) y húmedo (10%). Por su parte, el cuadro 11 muestra los costos marginales promedio anuales de los valores esperados (con respecto a las condiciones hidrológicas) de los 12 meses de cada año.

Se observa que en todos los casos se produce un incremento sustancial de los costos marginales respecto de la situación sin atraso.

Gráfico 11: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Atraso Obras



Cuadro 11: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Atraso Obras

Año	Húmedo	Medio	Seco	Promedio
2013	109.4	123.3	165.6	126.1
2014	47.8	85.3	155.4	88.4
2015	51.5	82.7	155.3	86.7
2016	61.1	103.8	162.9	105.4
2017	79.4	123.5	170.2	123.7
2018	86.0	139.4	241.4	144.1
2019	97.1	152.0	250.0	156.1
2020	55.9	97.6	204.1	103.9

3.3.4 Caso Atraso Obras+ GNL

3.3.4.1 Balance de Energía Firme y Media

Este caso considera los mismos supuestos de disponibilidad del GNL del Caso Base+GNL, pero con un atraso de un año en la entrada de las centrales y la interconexión SIC-SING.

Gráfico 12: Balance Energía para hidrologías Secas- Caso Atraso Obras+GNL

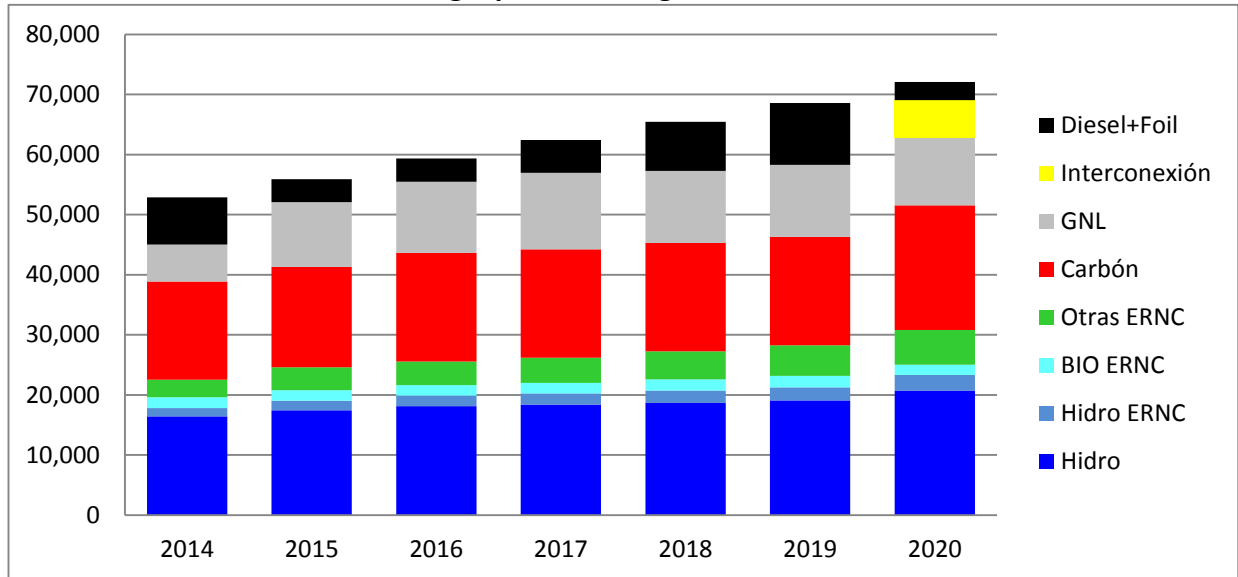
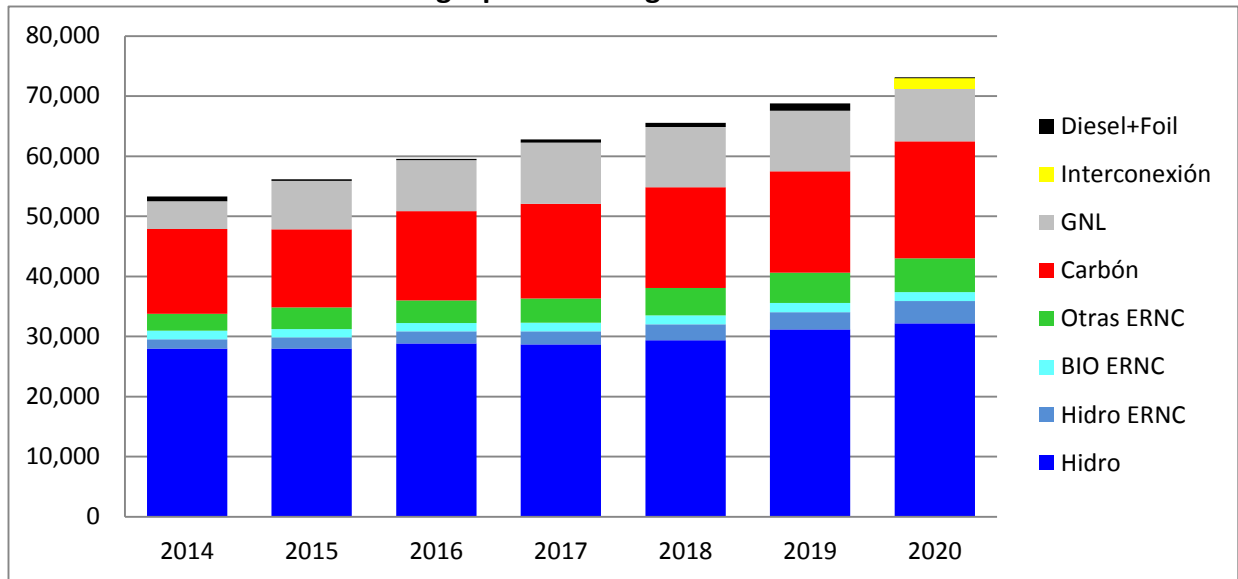


Gráfico 13: Balance Energía para hidrologías Medias- Caso Atraso Obras+GNL



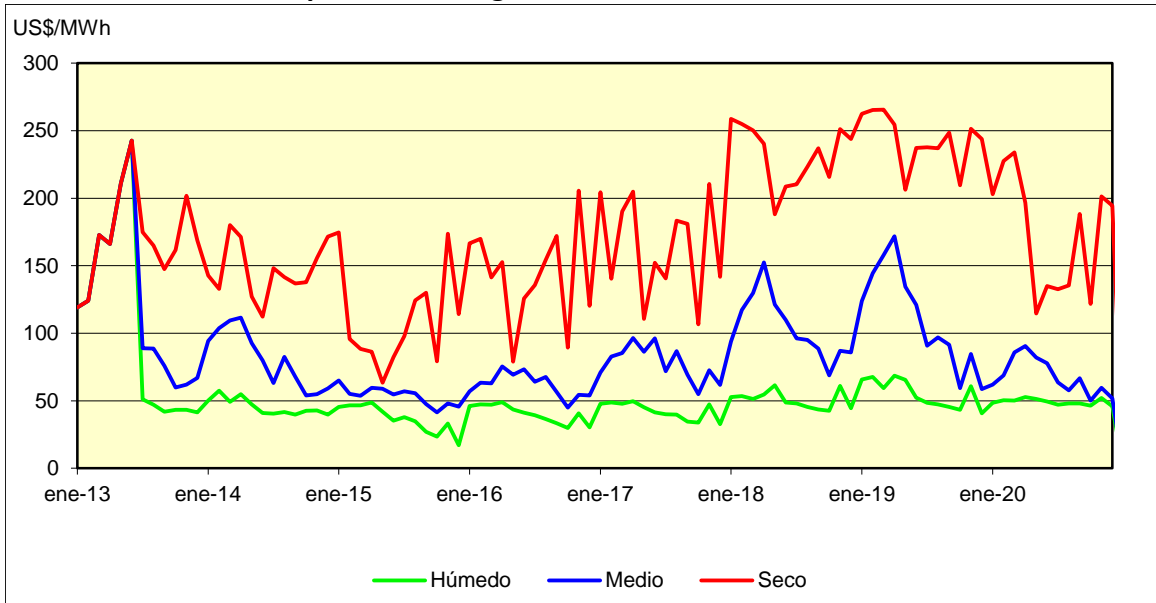
Se observa que a pesar de existir un atraso en las obras, la generación mediante GNL permite prácticamente eliminar la generación con petróleo diesel en condición hidrológica media.

3.3.4.2 Precios Spot de Energía

El gráfico 14 muestra el costo marginal de energía mensual de la subestación Quillota para tres estados hidrológicos: seco (10%), medio (80%) y húmedo (10%). Por su parte, el cuadro 12

muestra los costos marginales promedio anuales esperados para cada estado hidrológico, como para el conjunto de estados.

Gráfico 14: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Atraso Obras + GNL



Cuadro 12: Precios Spot de la Energía – Quillota 220 kV – Caso Atraso Obras + GNL

Año	Húmedo	Medio	Seco	Promedio
2013	108.7	123.2	171.2	126.4
2014	45.6	81.1	146.5	84.0
2015	36.5	53.5	109.2	57.2
2016	40.4	61.9	142.7	67.6
2017	42.4	77.9	163.9	82.8
2018	50.6	103.8	231.9	111.0
2019	55.4	111.3	243.3	118.6
2020	49.2	68.0	173.7	76.4

Se observa que aún con atraso de obras, el despacho de centrales de ciclo combinado con GNL produce una baja relevante de los CMg. Esto muestra que la decisión de comprar GNL mediante contratos de largo plazo, con el objeto de ofrecer energía en contratos de suministro eléctrico de larga duración, permite equilibrar la oferta del sistema. Para ello se requiere de condiciones que hagan viable este tipo de contratación.

3.4 Conclusiones

Del análisis efectuado anteriormente se pueden formular las siguientes conclusiones:

- En el Caso Base de expansión de la generación, en que solo se dispone de Alto Maipo en el año 2018, la interconexión SIC-SING en 2019, la central a carbón Santa María 2 en 2019 y un par de proyectos medianos hidroeléctricos hacia 2019 y 2020 + ERNC, pero no se cuenta con contratos de largo plazo de compra de GNL para los ciclos combinados de Gener y Colbún, los CMg medios (promedio de todas las hidrologías) se mantienen en valores relativamente bajos hasta 2016 pero se incrementan progresivamente a partir de 2017. En años secos los CMg son elevados y se produce una generación diésel significativa a partir de este año. Lo anterior permite anticipar que bajo las hipótesis señaladas, el abastecimiento de la demanda total tiene pocas holguras y, consecuentemente, cabe esperar una posición muy cauta de los generadores frente a la posibilidad de comprometer energía en contratos a precio estabilizado.
- La situación descrita empeora sensiblemente si se produce atrasos en las obras de generación e interconexión consideradas (escenario con atraso), aun cuando ese atraso sea de tan solo un año. En este caso los CMg esperados y la generación diésel requerida crecen significativamente. Los potenciales oferentes de contratos de suministro eléctrico probablemente se pondrán en esta situación y no ofrecerán energía en contratos de suministro.
- La situación de abastecimiento cambia sustancialmente si Gener y Colbún toman la decisión de contratar el suministro continuo de GNL y el uso de terminal de regasificación (Caso Base + GNL y Caso Atrasos Obras + GNL). En estos casos se observa que los costos marginales caen sustancialmente, incluso en el caso con atraso. La caída de precios se debe principalmente al efecto de las disposiciones take-or-pay usuales en la compra de GNL, las que convierten a estas centrales en generadoras de base para toda condición hidrológica. Ahora bien, la contratación del uso del terminal de regasificación y del GNL a precios convenientes requiere plazos usualmente no inferiores a 15 años, (o 10 como mínimo) con contratos take-or-pay por montos sustanciales de suministro; consecuentemente se deben respaldar con contratos de suministro eléctrico asociados, al menos por una parte relevante de los mismos.
- Los contratos de suministro a las distribuidoras a partir de 2014 y 2015 brindan la oportunidad de que parte de las demanda de energía sean suministradas con GNL contratado a largo plazo.

- Por otra parte, dado que el suministro de GNL a precios atractivos solo podría materializarse a partir de 2017 (contrato con terminales de licuefacción de shale gas en EEUU) podría ser conveniente que en los contratos a las distribuidoras –los cuales en principio deben efectuarse a precio fijo- se contemple en los primeros años (2015-2016) cláusulas de indexación flexibles para reflejar el precio de GNL comprado a precio cercano al spot (rango 15-19 US\$/MBTu). Otra posibilidad es considerar el CMg con algún cap, como por ejemplo el costo variable de generar con centrales de ciclo combinado operando con diésel, tal como se discute en el Capítulo 4. Cabe observar que los CMg en años medios y húmedos pueden ser bajos, como lo muestra el ejercicio efectuado.
- No parece recomendable la licitación de bloques de demanda de las distribuidoras para abastecer demanda solo en el corto plazo, salvo que sean a CMg, ya que los generadores correrían un riesgo excesivo al no tener suministro asegurado de GNL con precios conocidos y por plazos tan cortos.
- El análisis efectuado sobre las condiciones de abastecimiento del SIC durante el período 2013-2020, cuando se considera la contratación intensiva de GNL en los ciclos combinados existentes, no debe llevar a la conclusión que el problema de desarrollo de la generación está solucionado. Por el contrario, la oferta de energía de base para los años siguientes no está asegurada en modo alguno y requiere resolver exitosamente los desafíos planteados en el capítulo 2. El suministro eficiente de la demanda a partir del año 2020 supone decisiones de inversión que deberán ser tomadas en los próximos tres años, lo cual a su vez requiere una dinámica de aprobación ambiental, gestión pública, aceptación social y consenso político sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de base relevantes que hoy no se está dando.

4. ACCIONES DE CORTO PLAZO: LICITACION DE SUMINISTRO DE DISTRIBUIDORAS

4.1 Introducción

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) dispone que las empresas distribuidoras deben licitar el suministro de energía requerido para abastecer el consumo de sus clientes regulados, con bases aprobadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Dada la elevada proporción que el consumo regulado representa de la demanda total en el SIC, las licitaciones pueden contribuir a reactivar las inversiones en generación. Ellas permiten que los generadores accedan a compromisos de compra de energía y potencia por varios años y negocien el financiamiento de los nuevos proyectos y de los contratos de suministro de combustible asociados.

En los próximos meses está previsto que se realicen dos o más licitaciones con el objeto de suministrar los bloques de energía no cubiertos por contrato o cuyos contratos vencen entre 2013 y 2019 y aquellos cuyo contratos vecen a partir del 2020.

En este capítulo se formulan recomendaciones que puedan contribuir al éxito de las licitaciones de suministro que deben realizar las empresas distribuidoras. El análisis se realiza distinguiendo dos períodos, uno que se extiende entre 2013 y 2019, en que es improbable que entren en servicio nuevas centrales generadoras de gran tamaño, más allá de las que ya están en construcción, y otro a partir de 2020, en que es posible –de adoptarse las medidas adecuadas– la incorporación de nuevas centrales de base eficientes. Por simplicidad se considerarán dos licitaciones de bloques de energía, uno para satisfacer la demanda originada en el primer periodo y otro para la demanda requerida a partir del 2020.

4.2 Objetivo de los bloques propuestos

Según se analizó en el capítulo 2, en el primer período – entre 2013 y 2019 –, los contratos de las EEDD podrán satisfacerse de manera económica (es decir, sin tener que recurrir a petróleo diésel en centrales de ciclo combinado o a alternativas aun más caras) esencialmente mediante el uso de gas natural en las centrales de ciclo abierto y combinado existentes. Dada la escasa capacidad que se agregará al sistema en este período y la imposibilidad que aparezcan otras inversiones que estén operativas antes de 2020, es necesario buscar formas de utilizar la capacidad existente de la manera más económica posible.

El diseño de la licitación del primer bloque licitado persigue, entonces, precisamente ese objetivo: que los contratos a que dé lugar esta licitación incentiven a los generadores que cuenten con centrales de gas natural a suscribir contratos de suministro y regasificación de GNL competitivos (los que necesariamente son de largo plazo, como veremos más adelante). Ello sin perjuicio de estimular la participación de generadores que dispongan de otras centrales eficientes de generación.

La segunda licitación, a la que deberá convocarse en el futuro cercano, debiera estar diseñada con el objeto de estimular y facilitar decididamente la adición de nueva capacidad eficiente de generación a partir de 2020. Sin embargo, en este informe nos centraremos en el diseño de la primera licitación, el que podrá ser de utilidad en caso que las convocatorias recientemente lanzadas por la CNE no se adjudiquen de manera parcial o total.

En síntesis, podemos decir que las dos grandes convocatorias consideradas persiguen objetivos diferentes y claramente definidos:

Objetivos de la Convocatoria 1: 2013-2019

- a) Cubrir la demanda no contratada por las EEDD entre 2013 y 2019,
- b) Habilitar la operación con gas natural de la totalidad de la capacidad existente en centrales de ciclo abierto y combinado (lo que lleva a extender este bloque por lo menos hasta 2026, como veremos más adelante), estimulando además la participación de operadores que cuenten con otras plantas eficientes de generación.

Objetivos de la Convocatoria 2: 2020-2030

- a) Cubrir la demanda no contratada de EEDD entre 2020 y 2030;
- b) Estimular y facilitar la inversión en nueva capacidad de generación, especialmente la de base, pero también de otros tipos, a partir de 2020.

Este programa implica que será necesaria una tercera convocatoria para cubrir la demanda de las EEDD al concluir el período de suministro de la primera convocatoria (es decir, de 2027 en adelante). Sin embargo, no es objeto de este trabajo cubrir esta tercera licitación por situarse demasiado lejos en el tiempo.

4.3 Diseño de la convocatoria del Período 2013-2019

El diseño de una licitación de suministro de consumos regulados debe hacerse cargo al menos de los siguientes aspectos fundamentales:

- a) Tamaño del (los) bloque(s) en términos de la energía y potencia que debe suministrarse en cada periodo;
- b) Duración del (los) bloque(s);
- c) Precio ofertado por cada bloque, sus eventuales límites y fórmulas o parámetros de indexación aplicables.

En las secciones que siguen desarrollaremos cada uno de estos elementos.

a) Tamaño del (los) bloque(s) a licitar

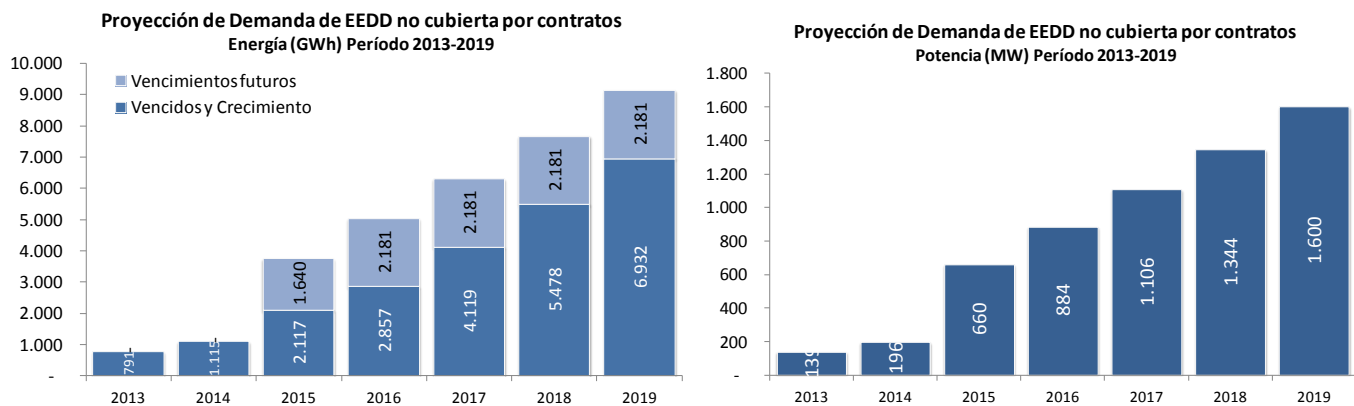
a.1 Dimensionamiento de la demanda a cubrir.

El tamaño total está dado por las demandas actualmente no cubiertas por contratos de suministro de EEDD y aquellas que se agreguen en el tiempo. En el caso del primer período, estas demandas no cubiertas tienen básicamente tres orígenes:

- Demandas con contratos ya vencidos o caducados (como en el caso CGE-Campanario);
- Crecimientos previstos en la demanda de las EEDD no cubiertos por los contratos vigentes;
- Demanda correspondiente a contratos que vencen entre 2013 y 2019.

La suma de estas componentes, distinguiendo contratos vencidos o que vencerán, del crecimiento de la demanda no contratada, puede representarse en los gráficos siguientes¹⁸:

Gráfico 16



En términos de energía (gráfico de la izquierda) al 2019 la demanda de las EEDD sin contrato alcanzará algo más de 9.000 GWh. En términos de potencia (gráfico de la derecha) la demanda alcanzará 1.600 MW en el 2019¹⁹.

La pregunta que surge es si el SIC contará con potencia eficiente para hacerse cargo de estos suministros a precios razonables. El capítulo 2 presentó diversos escenarios para el conjunto del SIC, concluyendo que es probable que exista una relativa holgura hasta el 2016, pero que a partir del 2017 la situación se tornará crecientemente compleja, especialmente si no se suscriben nuevos contratos de suministro de GNL.

¹⁸ La barra “Vencidos y Crecimiento” incluye también el crecimiento de los “Vencimientos futuros”.

¹⁹ Supone un factor de uso o de carga de 65%.

Es conveniente efectuar un análisis complementario centrado en la demanda regulada, distinguiendo los contratos que se encuentran vencidos y los crecimientos no cubiertos por contratos. Supondremos que los contratos que vencen en el período (que totalizan cerca de 2.000 GWh) liberan energía eficiente que puede volver a ser comprometida en contratos de largo plazo con las EEDD.

a.2 Dimensionamiento de la oferta eficiente potencial

Consideramos que de aquí a 2019 hay básicamente tres tipos de oferta de energía de base que podrían cubrir las necesidades de las EEDD sin contrato:

- Centrales de ciclo combinado y abierto que no cuentan con contrato de suministro de gas de largo plazo, que hoy funcionan esporádicamente con este combustible y el resto del tiempo con petróleo diesel; en una óptica conservadora se han considerado solamente dos de los tres ciclos combinados que AES Gener y Colbún tienen en esa condición, esto debido a que si dichas centrales se abastecieran del terminal de GNL Quintero, entendemos no habría capacidad para un tercer ciclo antes que se haga una expansión mayor del mismo. Eventualmente, un proyecto independiente de regasificación de esas dos empresas pudiera tener capacidad para los tres ciclos, pero no hay noticias por el momento sobre el status de un proyecto de esa naturaleza (tipo FSRU u otro);
- Capacidad adicional de generación en GN que resultaría de cerrar los ciclos actualmente abiertos que pudieran contar con GN de aquí a 2020;
- Nueva capacidad de generación eficiente – hidroeléctrica y en base a carbón – en construcción; en esta categoría hemos incluido excepcionalmente las centrales del proyecto Alto Maipo, Santa María II y Ñuble por lo avanzado de su desarrollo y por su importancia en el suministro de los próximos años²⁰. En una óptica conservadora, hemos excluido la central San Pedro por la incertidumbre que existe al día de hoy sobre temas constructivos de la misma que pudieran hacer que no esté disponible antes de 2020.

Las centrales y potencias incluidas en cada una de estas tres categorías se han representado en el cuadro siguiente:

²⁰

Este supuesto no está exento de riesgo dado que el proyecto Alto Maipo está enfrentando un nuevo recurso en tribunales, interpuesto por algunos senadores, que el proyecto Ñuble está detenido a la espera de que se resuelva su venta por parte de CGE y Santa María II enfrenta oposición de grupos locales.

Cuadro 13. Proyección Nueva Oferta Eficiente Potencial (MWh y GWh)²¹

Disponible con GN a partir de 2017	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nueva Renca					380	380	380	380
Nehuenco II					400	400	400	400
Total GN disponible sujeto a contrato GNL LP					780	780	780	780
Capacidad adicional GN								
Total GN Adicionable con contatos LP GNL				120	120	120	275	275
Otra capacidad hidro/carbón en construcción								
Angostura y dos hidro más	416	416	416	416	416	416	416	416
Guacolda 5			152	152	152	152	152	152
Alto Maipo						531	531	531
Santa María II							342	342
Ñuble					136	136	136	136
Total otra eficiente en construcción	416	416	568	568	704	1.235	1.577	1.577
Total nueva potencia eficiente posible MW	416	416	568	688	1.604	2.135	2.632	2.632
Energía total potencial GWh	1.822	1.822	2.954	3.847	10.251	12.577	16.277	16.277
Energía total potencial s/GN eficiente y s/AM, Ñ y StM II GWh	1.822	1.822	2.954	2.954	2.954	2.954	2.954	2.954

Respecto del cuadro anterior, se debe tener presente que:

- No se ha incluido los futuros aportes de ERNC, pues, por su intermitencia o variabilidad y bajo factor de planta (entre 20%y 40%) no son aptas por sí solas para cubrir el suministro de EEDD. Idealmente podrían participar de estas licitaciones con una estrategia comercial que les permita “aplanar” su curva de oferta por la vía de intermediar con el mercado mayorista, vendiendo excedentes al spot en sus horas de producción y comprando al spot en sus horas de detención;
- Se ha considerado que la entrada de los ciclos combinados existentes alimentadas con GNL se produce en 2017, porque se estima que es la fecha más temprana a partir de la cual contratos que se negocien con proveedores de *shale gas* de la costa del Golfo en EEUU pueden iniciar sus entregas.

a.3 Proyección del balance oferta eficiente/demanda de las EEDD sin contrato

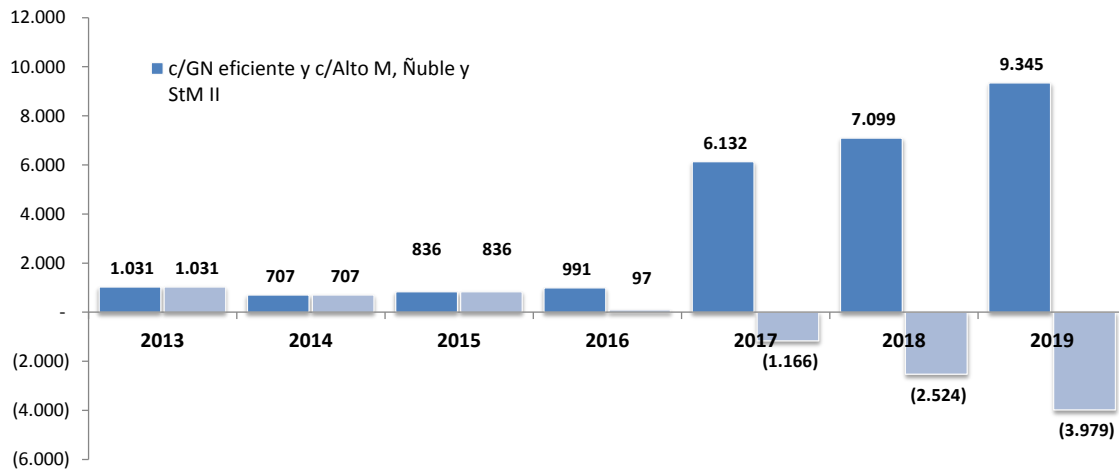
Tomando en cuenta solamente la demanda de EEDD sin contratos y omitiendo la delicada situación que enfrentan actualmente clientes libres en régimen de costo marginal, el balance oferta eficiente/demanda sin contrato de EEDD se muestra en el gráfico 16, bajo dos escenarios:

²¹ Supone un factor de planta de 85% para centrales a gas y a carbón y de 50% para centrales hidroeléctricas.

- Considerando el total de energía aportada por las centrales listadas en el cuadro 13.
- Considerando sólo la capacidad hidroeléctrica/carbón en construcción, excluyendo de esa categoría a los proyectos Alto Maipo, Ñuble y Santa María II.

Gráfico 17

Balance oferta/demanda Regulada 2013-2020 (GWh)
Escenarios Total y s/GN eficiente, Alto Maipo, Ñuble y Santa María II



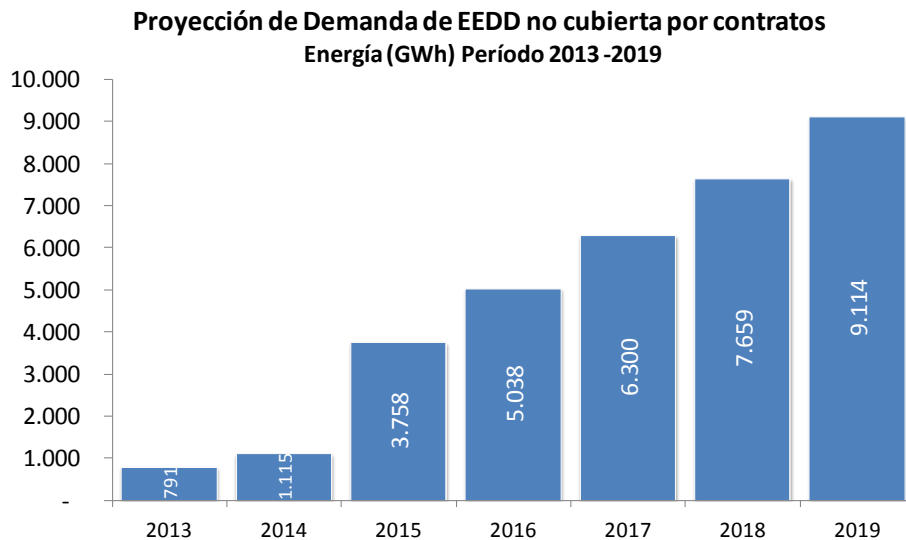
Se corrobora, por lo tanto, la idea de que sin la oferta adicional de centrales de gas natural y de los proyectos Alto Maipo, Ñuble y Santa María II ya a partir de 2017, no será posible cubrir eficientemente (es decir, a precios razonables con contratos de largo plazo) los suministros de las EEDD, incluso sin considerar todo el resto de la demanda industrial y minera que hoy no tiene contrato.

En consecuencia, el diseño de los bloques licitados debe ser tal que permita que esta capacidad disponible en centrales que pueden operar con gas natural esté disponible y sea asignada, con primera prioridad a las empresas distribuidoras y, con los excedentes que se consigan, a los clientes libres.

a.4 Diseño de los bloques a licitar

El bloque a licitar para cubrir los suministros de EEDD sin contrato en el período 2013-2019 tienen que contemplar la demanda proyectada que se presenta en el gráfico 18. Luego de ese año, a partir de 2020, se producirán vencimientos de grandes bloques de demanda de las EEDD y su tratamiento será objeto del segundo informe de este estudio.

Gráfico 18



b) Duración del(los) bloque(s)

Según lo dispuesto por la LGSE, la duración máxima de los contratos de suministro a EEDD es de 15 años. El segundo elemento a considerar es que los contratos de suministro y de regasificación de GNL normalmente tienen plazos mínimos de duración de 10 años. Por lo tanto, si se prevé que éstos últimos comenzarían su suministro en 2017, entonces los contratos con las EEDD debieran extenderse al menos hasta el 2026 (inclusive) para que se cumplan 10 años de operación con gas natural de las centrales identificadas en la sección anterior.

Por lo tanto los contratos debieran extenderse desde fines de 2013 hasta fines de 2026, a lo menos, lo cual es compatible con el período máximo de 15 años considerado en la LGSE.

Parece poco probable que se puedan adjudicar contratos significativos por plazos más cortos, que cubran por ejemplo el período 2013-2019 o, menos aún, sólo una fracción de este, salvo que se acepte un precio fijo muy elevado o un precio variable equivalente al precio spot del sistema. En efecto, es riesgoso para un generador “casarse” con un precio fijo por un período breve con alta incertidumbre si no tiene un compromiso de compra de largo plazo de las EEDD que le permita financiar un proyecto y obtener un contrato de suministro de combustible de largo plazo de gas natural.

Contrario sensu, contratos con mayores plazos, como los aquí propuestos, tienen la virtud de facilitar la adición de una cantidad muy significativa de capacidad eficiente – en torno a 1.000

MW – al SIC, que hoy no está disponible en forma permanente por no tener contratos de suministro de GNL de largo plazo.

c) Precio ofertado por cada bloque, sus eventuales límites y fórmula(s) o parámetro(s) de indexación aplicable(s)

La LGSE establece que el único criterio de asignación de contratos debe ser el precio ofertado. Sin embargo, los oferentes pueden proponer distintas fórmulas de indexación, dentro del conjunto de parámetros definidos en las Bases de Licitación. En el caso que nos ocupa, las fórmulas de indexación serán clave pues deberán hacerse cargo de dos períodos diferentes, cada uno con desafíos particulares.

Durante un primer período –que va entre 2013 y 2016, previo a la deseable entrada en operación plena de Nehuenco II y Nueva Renca en base a GNL- muy pocos actores contarán con capacidad eficiente disponible para eventualmente participar en las licitaciones de suministro de las EEDD.²² Los otros generadores irían “descubiertos”, esto es apostando a que los precios spot del período serán inferiores o iguales a sus propios costos de producción, pues de lo contrario enfrentarían pérdidas. La suerte que corrió el proyecto Campanario es ilustrativa del riesgo envuelto en estrategias de contratación descubiertas basadas en apuestas sobre el costo marginal futuro del sistema.

Por ejemplo, Gener y Colbún podrían comprometer la energía de sus centrales Nueva Renca y Nehuenco, respectivamente, al costo variable de éstas operando con diesel, el que asciende hoy aproximadamente a USD 180 /MWh, pero no es claro que vayan a hacerlo al precio asociado a operar con gas natural (entre USD 120 y USD 140/MWh) o por debajo del precio techo legal (en torno a USD 130/MWh) si no cuentan con abastecimiento asegurado de gas, pues quedarían descubiertas ante una situación de sequía. Ello salvo que apuesten a que no se presentarán condiciones hidrológicas secas, en cuyo caso los CMg promedio podrían fluctuar entre USD 80 y USD 100/MWh, según lo indicado en el Capítulo 3. Otra posibilidad es que decidan compensar el riesgo de déficit de energía y elevados costos marginales en el periodo 2013-2016, con los eventuales beneficios que podrían obtener a partir del 2017 si el contrato se extiende más allá de esa fecha.

Por lo tanto, si se fuerza una licitación a precio fijo entre 2013 y 2016, es probable que exista escasa competencia o que el premio por riesgo exigido por algunos oferentes sea significativo.

En consecuencia, incluso si la licitación extiende los contratos más allá del 2016, por ejemplo hasta fines del 2026, sería conveniente que los oferentes tengan la opción de indexar las ofertas a costo marginal en el período 2013-2016 (como se ha hecho por períodos breves en el pasado), en lugar de emplear los indexadores tradicionalmente utilizados. Ello con el objeto de tener mayor competencia por los contratos de suministro de las EEDD. En tal caso, la indexación a

²² Entre ellos pueden contarse Colbún con la capacidad de la central Angostura (si ya no está comprometida), algunas pequeñas centrales hidreléctricas (ídem) y Endesa con eventual capacidad no contratada en las centrales Tal Tal o Quintero.

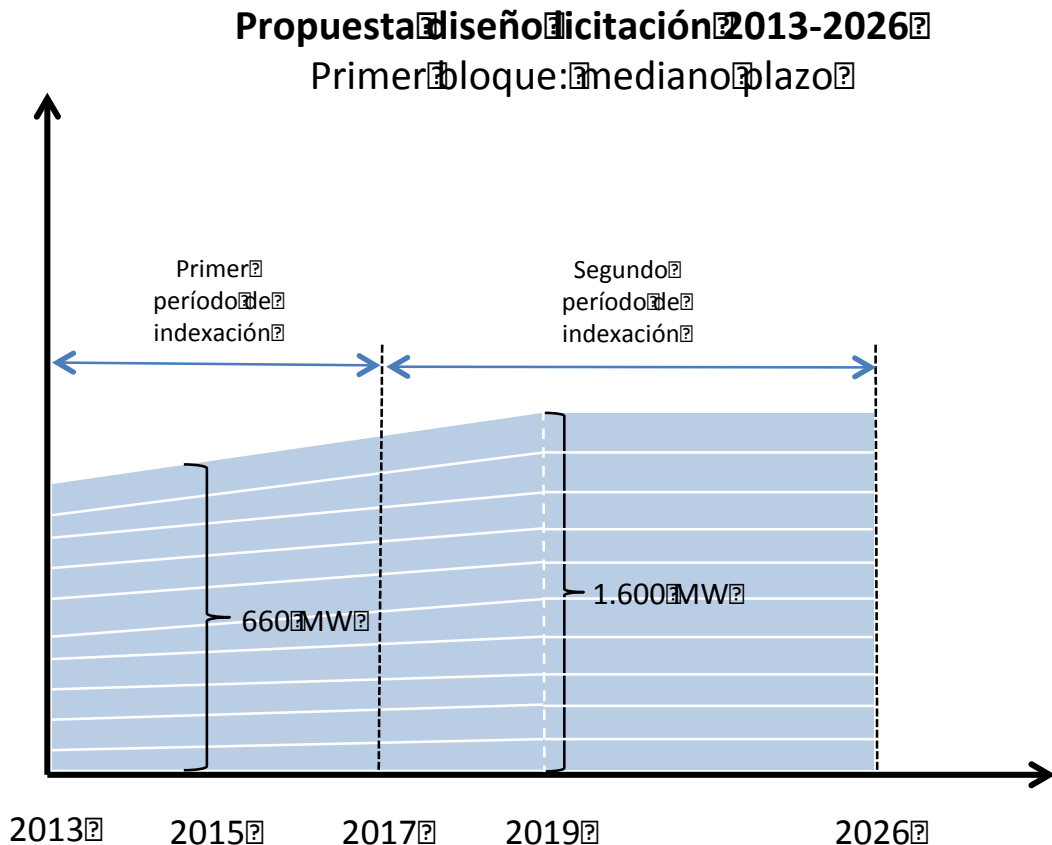
precios spot debiera tener un techo absoluto, para lo cual se sugiere utilizar el que resulta de operar las centrales de ciclo combinado con diesel (en torno a USD 180/MWh). Esta indexación alternativa debiera ser opcional, pues algunos generadores podrían derechamente preferir un precio fijo para todo el periodo de la licitación.

En el período que se inicia en 2017 y terminaría en 2026, debería volverse a un precio fijo indexado según los parámetros que corresponda, debiendo permitirse que los precios de gas natural se actualicen mediante indicadores como el Henry Hub, el Brent o el indexador en base a los precios spot del GNL publicados por Platt's.

Por otro lado, el bloque total presentado en el gráfico 19, que se extendería hasta 2026, debiera "laminarse" en sub-bloques más pequeños, sumables, de manera de dar la posibilidad de que participen centrales y jugadores más pequeños. Por ejemplo un generador hidroeléctrico de 10 MW de capacidad instalada (una "mini-hidro") podría tener una producción contratable en torno a los 30 o 40 GWh anuales. Debieran por lo tanto considerarse bloques de este tamaño en una cantidad suficiente para permitir la participación activa y competitiva de este segmento de generadores, incluyendo también centrales ERNC como las solares, eólicas o de biomasa.

En síntesis, conceptualmente el diseño de los bloques a licitar se ilustra en el gráfico 19.

Gráfico 19



Cabe señalar finalmente que es recomendable que se dé a los interesados un plazo suficiente para que puedan negociar sus contratos de suministro de gas de largo plazo u otros combustibles antes de presentar sus ofertas en esta licitación.