



CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
UNIVERSIDAD DE CHILE
Dirección: Av. Tupper 2007, Santiago
Contacto: Paola Silva T.
Email: psilvatomea@ing.uchile.cl

Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay

Informe Final

Preparado por:

Rodrigo Moreno, Marcelo Matus, Ángela Flores, Sebastián Püschel

Centro de Energía
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Diciembre 2014

CONTENIDO

1	Resumen ejecutivo	5
2	Introducción	17
2.1	Misión	17
2.2	Antecedentes	17
2.3	Objetivo general y específicos	18
3	Análisis cualitativo del mercado del GNL	20
3.1	Gas natural licuado en Chile	20
3.2	Contratos de GNL en Chile	21
3.2.1	Contratos de GNL en el SIC	21
3.2.2	Contratos de GNL en el SING	22
3.3	Componentes de costos de la cadena de suministro de GNL	22
3.3.1	Importación del GNL	23
3.3.2	Transporte marítimo	24
3.3.3	Internación	24
3.3.4	Regasificación	24
3.3.5	Transporte del GNL regasificado	25
3.3.6	Resumen	25
3.4	Características y cláusulas en contratos GNL	25
3.4.1	Características de los contratos	26
3.4.2	Clausulas comunes en los contratos de suministro de gas natural licuado ...	26
4	Contratos <i>take or pay</i> y mercado eléctrico chileno	28
4.1	Generalidades	28
4.2	Modelo económico del sector eléctrico chileno	28
4.3	Efecto de los contratos <i>take or pay</i> en la declaración de precios	30
4.4	Declaración de precios de combustible a utilizar en la operación del SING	32
4.5	Inquietudes del sector eléctrico sobre el tratamiento de las cláusulas <i>take or pay</i> en la programación de la operación	34
4.5.1	Discrepancia	34
4.5.2	Dictamen y posición del Panel de Expertos	35

4.5.3	Otros puntos relevantes en la discusión	35
5	Aspectos fundamentales de la problemática y del despacho eficiente de centrales con contratos <i>take or pay</i> de GNL.....	38
5.1	Análisis cuantitativo de la problemática: Ejemplo ilustrativo	38
5.1.1	Despacho basado únicamente en costos variables de combustible declarados 39	
5.1.2	Despacho con información completa de disponibilidad	41
5.1.3	Sensibilidad al volumen de gas <i>take or pay</i>	42
5.1.4	Utilización y margen operacional del gas <i>take or pay</i> versus distintos precios declarados	45
5.1.5	Tres observaciones fundamentales a la problemática actual	47
5.2	Mecanismo propuesto para el despacho eficiente	48
5.2.1	Cantidad de gas a importar y operación del sistema bajo condiciones de certidumbre en los parámetros de entrada.....	50
5.2.2	Cantidad de gas a importar y operación del sistema bajo condiciones de incertidumbre en los parámetros de entrada.....	51
5.3	Mecanismos de pago	53
5.3.1	Precios de la operación y la necesidad de establecer un mecanismo de compensación	53
5.3.2	Tipos de compensaciones a considerar.....	55
5.4	Flexibilidad extra de sistemas hidro-térmicos con embalses de gran tamaño	59
5.5	Marco teórico de la propuesta	62
6	Diseño de mercado propuesto en la práctica	63
6.1	Licitación competitiva	64
6.2	Ship commitment.....	66
6.3	Programación de la operación de largo plazo: PLP	67
6.4	Programación de corto plazo: PCP	67
6.5	Compensaciones	67
6.6	Detalles de la implementación	67
6.6.1	Nivel de simplificaciones	67
6.6.2	Proceso de licitación y productos a licitar	69

6.6.3	Grandfathering	69
6.7	Mecanismos alternativos/complementarios de coordinación.....	70
7	Implementación en PLP.....	72
7.1	Necesidad por mayores importaciones de GNL	72
7.2	Calculo de precio spot y compensaciones	74
7.3	Comparación con despacho estándar basado en costos declarados	77
8	Conclusiones.....	78
9	Referencias.....	80
Anexo 1:	PLP	82

1 Resumen ejecutivo

Contexto

El alto costo de la electricidad es un problema reconocido en Chile, con impactos significativos no sólo en el sector eléctrico sino que en varios sectores económicos. De hecho, las ineficiencias del sector eléctrico afectan de manera importante la estructura de costos de las empresas, y con esto la producción, las exportaciones, la inversión, el empleo y el consumo agregado. Más aún, un reporte recientemente publicado por el Centro de Estudios Públicos que analizó cuantitativamente los efectos económicos de aumentos sostenidos en el costo de la electricidad en Chile, concluyó que dichos efectos son una *grave restricción al crecimiento y al desarrollo del país* [1].

A pesar que existen varias fuentes potenciales de ineficiencias del sector energético y actualmente hay múltiples iniciativas de la autoridad por mejorarlas, a continuación este informe se centra en los problemas de la operación del sistema eléctrico, y en particular en los problemas referentes al uso eficiente del gas natural y la operación de infraestructura de centrales de ciclos combinados. La Figura 1 ilustra cómo las centrales de combustible dual (que pueden generar con gas o diésel) han sido utilizadas para producir electricidad en el Sistema Interconectado Central (SIC) mediante distintos tipos de combustible. Es interesante observar que la generación total asociada a esta infraestructura ha disminuido notablemente en los últimos tres años (-26%), pero ha mantenido un margen importante de generación mediante diésel (13% el 2014).

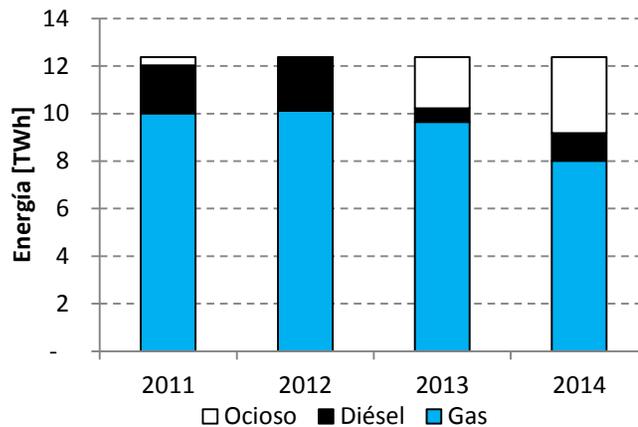


Figura 1: Energía anual generada (y ociosa con respecto a 2012) por las centrales de combustible dual en el SIC¹.

¹ Incluye Tal Tal, Nehuenco, San Isidro, Nueva Renca, Horcones, Coronel, Candelaria, Campanario, Quintero y Yungay. Se analiza desde el año 2011 porque fue el primero de operación "en régimen" del terminal Quintero.

Así, es necesario analizar a fondo la situación ilustrada en la Figura 1 e investigar las razones que explican el margen de generación con diésel² y la disminución en el uso de gas natural, proponiendo soluciones para (i) revertir dicha disminución y (ii) mejorar las reglas de despacho de manera de reconocer adecuadamente y a tiempo los niveles de disponibilidad de gas. Esto último permitirá planificar el uso del gas natural en la operación del sistema eléctrico de la manera más eficientemente posible.

Objetivo y motivación

El objetivo principal de este informe es proponer los *principios fundamentales* de un mecanismo económico eficiente para el despacho eléctrico de unidades generadoras que reciban suministro de GNL mediante contratos *take or pay* en los sistemas eléctricos chilenos. Esto es requerido debido a que tanto la evidencia empírica como los análisis del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM), muestran que existe una incompatibilidad entre el actual mecanismo de despacho eléctrico y la gestión eficiente del gas con contratos *take or pay*, en ausencia de mercados secundarios suficientemente maduros³.

De hecho, un problema importante del actual mecanismo de despacho eléctrico es que no reconoce, en la programación eficiente de los recursos de generación eléctrica, los costos reales asociados al suministro de GNL, los volúmenes de GNL disponibles en el corto plazo y las restricciones que imponen tanto el sistema físico (e.g. capacidad limitada de almacenamiento) como el mercado gasífero (e.g. compras internacionales en modalidad *take or pay* y ausencia de un mercado secundario maduro). Por lo tanto, es improbable que el uso del gas bajo el actual mecanismo de despacho sea eficiente. Más aún, este informe demuestra formalmente que no es posible hacer una gestión eficiente del gas mediante el actual mecanismo de declaración de costo variable y que existen beneficios atractivos que justifican cambiar las prácticas de operación y el mecanismo actual de despacho, hacia un mecanismo que reconozca los principios esbozados en este informe.

² El uso del combustible secundario (diésel) en una unidad de generación dual ocurre principalmente como una medida de seguridad para mantener la continuidad de suministro frente a un evento extraordinario e inevitable de falta de gas. En algunos casos, el uso del combustible secundario (cuando éste no es diésel) se puede justificar fuera del ámbito de la seguridad de suministro cuando los dos combustibles presentan precios competitivos (e.g. gas/carbón), permitiendo reducir los costos del sistema y potencialmente aumentar las utilidades de la unidad de generación con respecto al despacho programado. En varios lugares del mundo (e.g. Brasil), la indisponibilidad del combustible primario (y más eficiente) sin una razón justificada y la consecuente alteración del despacho económico programado tiene como consecuencia importantes penalizaciones para los propietarios de las unidades duales.

³ Éste es un supuesto de análisis y no un juicio del CE-FCFM acerca de la existencia o importancia de los posibles mercados alternativos del gas en Chile y la región.

A continuación, el presente informe se centra en:

- **Describir** la situación actual y la problemática con respecto al mecanismo de despacho de las unidades que utilizan gas natural como combustible, haciendo hincapié en los problemas derivados de la declaración auditada del costo variable del gas.
- **Determinar** las razones de fondo que causan el uso ineficiente del gas natural en el despacho eléctrico, demostrando que no es posible bajo el esquema actual (que busca coordinar el uso de los combustibles solamente mediante costos variables y sin considerar las restricciones propias del sistema y mercado del gas) hacer un uso eficiente del gas natural en la operación del sistema chileno, sobre todo considerando:
 - El nivel de información en los modelos de operación del sistema eléctrico acerca de la disponibilidad del gas, lo que no permite planificar de manera eficiente el uso de los recursos hidrotérmicos del sistema en el corto, mediano y largo plazo.
 - El grado de incertidumbre asociado a las condiciones hidrológicas, que expone a los generadores con contratos *take or pay* a fluctuaciones importantes en su margen operacional (i.e. ingresos menos costos operacionales) e incluso a la posibilidad de no cubrir los costos asociados al contrato de suministro de GNL.
 - El nivel de madurez/liquidez del mercado secundario, que inflexibiliza la operación y limita la posibilidad de intercambiar los déficit y excedentes de gas de manera rápida y eficiente con otros sectores (a nivel nacional e internacional).
 - El número de participantes del mercado eléctrico y nivel de monitoreo, que expone a las actividades de importación de GNL y operación de ciclos combinados al ejercicio de poder de mercado.
- **Proponer** los *principios fundamentales* que permitirían tener un despacho eficiente en el corto plazo y un nivel de importación de GNL suficiente en el mediano plazo. Dado los objetivos de este informe, sin embargo, el énfasis se centra en el corto plazo y en la gestión del gas ya disponible en el despacho eléctrico. Se deja fuera de esta primera propuesta los detalles de la implementación de los principios propuestos.

Problemas claves del mecanismo actual

El mecanismo actual de despacho ignora información relevante acerca de la disponibilidad del gas natural y asume que es posible hacer una gestión eficiente de recursos limitados de generación en base a una declaración auditada de costos variables, lo que es fundamentalmente incorrecto

Este informe demuestra que no es posible acomodar eficientemente el gas en el despacho eléctrico cuando las centrales con contrato *take or pay* declaran un costo variable o unitario el cual es respaldado mediante costos estipulados en los contratos. Más aún, el verdadero *valor estratégico* del gas (el cual representaría el *precio* del gas para efectos de su *mérito económico*) no guardaría relación con el costo de abastecimiento ya que realmente depende de la disponibilidad y restricciones de uso del gas estipuladas en los contratos, información que no es utilizada actualmente por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para efectos de la programación de la operación.

El mecanismo actual de despacho no presenta niveles suficientes de flexibilidad y coordinación de los recursos de generación, que permitan crear coberturas eficientes para enfrentar el riesgo hidrológico

La necesidad (o demanda) del sistema por GNL es incierta al momento cuándo la decisión de importación es determinada, ya que no se conoce con certeza el despacho del sistema eléctrico que puede cambiar en función de la hidrología, generación renovable, fallas y mantenimientos forzados de las unidades, comportamiento de la demanda, etc. La presencia de estas incertidumbres al momento de la decisión de importación del GNL causa que dichas decisiones sean ineficientes dada la falta de flexibilidad y coordinación de los recursos de generación en la operación del sistema, lo que es necesario corregir. Por ejemplo, si bien la necesidad (o demanda) del sistema por GNL puede cambiar de manera importante dependiendo de la abundancia del recurso hídrico en el despacho (exponiendo a los generadores que importaron GNL a potenciales pérdidas económicas bajo escenarios de hidrología húmeda⁴), una mejor coordinación entre el uso del parque generador (especialmente de las unidades de embalses) y el gas en el despacho podría disminuir los riesgos asociados a la decisión de importación de GNL y generación con gas. De hecho, un mecanismo más eficiente de operación coordinaría los distintos recursos del sistema de la siguiente manera:

⁴ En hidrologías muy húmedas, hidroelectricidad y unidades a carbón podrían abastecer gran parte de la demanda eléctrica, desplazando el uso del gas.

- En escenarios de hidrología seca: la operación del sistema se podría coordinar con la gestión del gas de manera que se utilice el 100% del volumen de GNL importado para desplazar el uso de los combustibles más caros durante todas las horas de demanda punta del sistema (i.e. evitando que el GNL se agote de manera temprana y antes de desplazar generación cara en horas de puntas posteriores). En la medida que la hidrología sea más húmeda o el volumen de GNL importado sea mayor, el gas también se puede despachar en otras horas (fuera de punta).
- En escenarios de hidrología húmeda: la operación de los embalses se puede coordinar con la gestión de las unidades a gas de manera que estas últimas puedan generar y utilizar el 100% del GNL importado, desplazando la generación de unidades de embalse y permitiendo el almacenamiento del recurso hídrico para su uso futuro. Si existiera una incapacidad de los embalses para almacenar más agua para su uso futuro, podría incluso resultar costo-efectivo desplazar (parcialmente) el uso del carbón por gas (dado que la alternativa de ventear gas o reducir las importaciones de GNL encarecería el costo *esperado*⁵ de operación del sistema).

Así, desde un punto de vista sistémico y considerando un alto grado de coordinación entre el uso del gas y el uso de otros medios de generación, interesa importar más gas, hasta el punto donde los costos esperados de operación del sistema encuentren su mínimo⁶. Esto contrasta con la situación actual, donde las penalizaciones para los privados (en sus ingresos) asociadas a la ocurrencia de hidrologías húmedas debido a la falta de instrumentos/mecanismos para acomodar el gas eficientemente en la operación (e.g. mediante una coordinación eficiente entre la generación a gas y la del resto del parque generador, especialmente embalses), hacen que no sea atractivo importar niveles más altos de GNL⁷ (que si podrían resultar atractivos desde el punto de vista sistémico indicado anteriormente).

⁵ El costo esperado considera el promedio de los costos del sistema bajo una variedad de escenarios hidrológicos.

⁶ Si se importa poco gas, el sistema operará con un volumen ineficientemente alto de combustibles caros, e.g. diésel, aumentando los costos del sistema – si se importa mucho gas, el sistema operará con menos combustibles baratos, e.g. hidro o carbón, con el fin de acomodar el gas importado, lo que también aumentaría los costos del sistema.

⁷ Esto no considera el hecho que, además, la subestimación en los volúmenes de importación de GNL podrían afectar los precios en el mercado spot de la electricidad, produciendo beneficios para los excedentarios que venden energía en ese mercado por el alza de precios resultante (que podrían ser los mismos agentes que importan GNL). Aunque se reconoce que este problema podría ser relevante (i.e. potencial ejercicio de poder de mercado), no es materia de análisis en este informe.

Mecanismo propuesto

Dado los problemas anteriores, se propone un mecanismo alternativo que permita hacer una gestión más eficiente del gas adquirido mediante contratos *take or pay*. Para esto se propone realizar un manejo más holístico de los contratos por parte de los CDECs y así:

- Aprovechar el gas disponible de la manera más eficientemente posible según una minimización de costos de todo el sistema; y
- Minimizar la incertidumbre para los generadores que importan GNL mediante un mecanismo complementario de pago (aparte de los pagos por venta de energía).

El mecanismo contempla incluir en la programación y operación del sistema eléctrico, las funciones de costo reales de suministro de gas, los volúmenes disponibles en el corto/mediano plazo y las restricciones que imponen tanto el sistema físico (e.g. capacidad limitada de almacenamiento) como el mercado gasífero (e.g. contratos *take or pay*). El reconocimiento de las funciones de costo y las restricciones físicas y comerciales del gas, permitirá minimizar realmente los costos de operación y realizar una coordinación completa de los recursos hidrotérmicos del sistema, incluyendo la coordinación de centrales hidroeléctricas y ciclos combinados. Además, se propone un mercado o mecanismo complementario de pago para las unidades a gas que permita conciliar los intereses privados con el interés del sistema, especialmente en hidrologías húmedas donde los pagos del mercado spot eléctrico podrían no ser suficientes para cubrir los costos del contrato de suministro de GNL. La idea de este mecanismo complementario de pago es remunerar adecuadamente (e.g. en escenarios de hidrologías muy húmedas) los volúmenes de importación que son requeridos por el sistema para su operación económica eficiente.

La implementación de los conceptos anteriores se ilustran en la Figura 2, que presenta el conjunto de pasos necesarios para la planificación eficiente de la operación del sistema considerando la existencia de contratos de GNL con cláusulas de tipo *take or pay*. La Figura 2 muestra que primero el CDEC debería determinar el volumen óptimo de gas que el sistema necesita para operar de manera eficiente durante el periodo siguiente (e.g. el año siguiente⁸ o los 6 siguientes meses, etc.). El volumen de GNL requerido por el sistema se licitaría mediante un proceso competitivo, organizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), para determinar cuáles contratos de GNL (de un conjunto de contratos ofertados) son eficientes para el sistema. Una vez determinado y licitado el volumen de

⁸ Las ilustraciones en este informe para la gestión óptima del gas son realizadas, por comodidad y claridad, sobre un horizonte anual. No obstante, es necesario hacer más estudios para determinar el periodo sobre el cual es necesario realizar la gestión óptima del gas.

GNL necesario para que el sistema opere eficientemente, se programa de forma dinámica (e.g. mensualmente, bi-semanalmente, etc.) las entregas del gas (casado previamente en la etapa de licitación), determinando el arribo de los barcos a lo largo del año (y, si es necesario, el re-direccionamiento en caso que las condiciones de operación sean muy distintas a las pronosticadas inicialmente). Posteriormente, en cada semana del año se realizaría una planificación de largo plazo utilizando una versión modificada del modelo PLP⁹ (que considera las restricciones de volumen de gas y la información de las entregas de gas) con el fin de obtener los costos futuros de los embalses y la utilización de gas semanal. Los resultados de la programación de largo plazo se utilizan como input para la programación de corto plazo mediante una versión modificada del modelo PCP¹⁰ (que considera las restricciones de volumen disponible del gas *take or pay*), donde se obtiene como resultado la programación horaria de la operación del sistema. Finalmente, se calcularán los pagos complementarios necesarios para asegurar, en caso de hidrologías húmedas¹¹, la recuperación de los costos de operación a las unidades con contratos *take or pay* que resultaron seleccionadas en la licitación. Cada uno de las etapas, junto con los distintos niveles de simplificación posible para su implementación¹², es explicada más en detalle en el cuerpo del informe.

⁹ Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) utilizado en la operación del SIC.

¹⁰ Modelo de Programación de Corto Plazo (PCP) utilizado en la operación del SIC.

¹¹ Nótese que en caso que no ocurran hidrologías húmedas, el precio en el mercado spot de electricidad cubrirá los costos de los contratos *take or pay*.

¹² Según [19], el diseño de mercado debe reconocer las complejidades y limitaciones reales del sistema físico; no obstante un diseño que es percibido ser más complicado de lo necesario, perderá atractivo para nuevos inversionistas, lo que es importante si nueva infraestructura es necesaria.

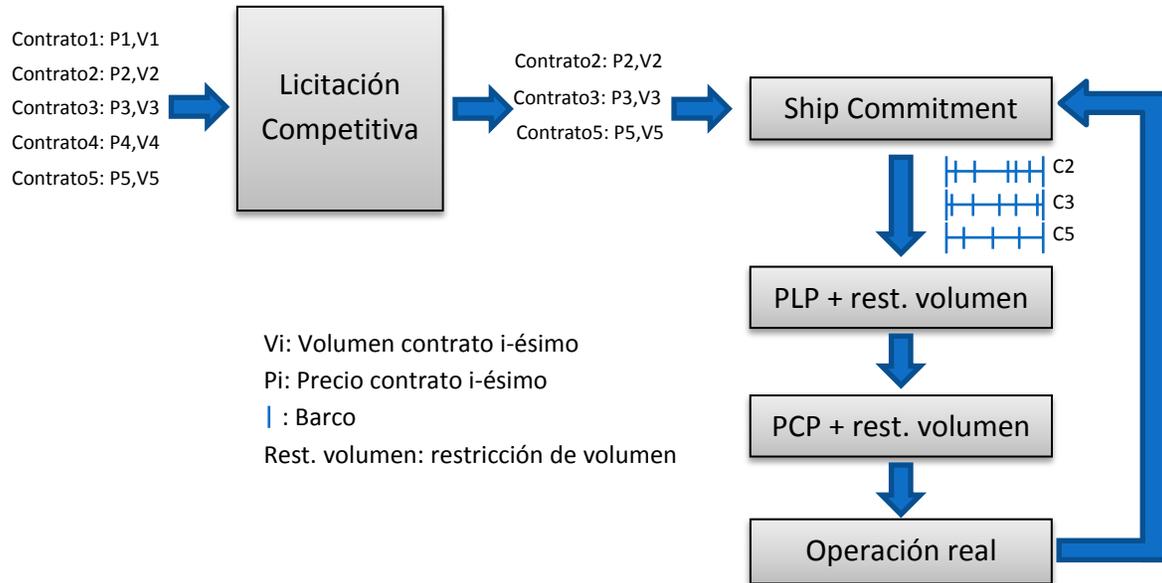


Figura 2: Esquema para la representación del flujo de actividades asociada a la programación de la operación considerando el mecanismo propuesto.

La licitación se sugiere por dos razones principales:

1. Para asegurar que la demanda de gas (determinada por el CDEC) sea cubierta adecuadamente, promoviendo el uso eficiente de la actual infraestructura de generación eléctrica a gas.
2. Para asegurar que los costos reconocidos tanto en el despacho eléctrico como en el mecanismo complementario de pago, i.e. mecanismo de compensación (que socializaría la parte de los costos de suministro *take or pay* que no es posible recuperar mediante ventas en el mercado spot de electricidad en condiciones hidrológicas muy húmedas) sean competitivos.

Estas licitaciones pueden considerar varios horizontes de contratación de manera de contar con el mejor portafolio de contratos para el sistema.

Las etapas de *ship commitment*, PLP y PCP con restricciones de volumen que consideren la disponibilidad de combustible (y su dinámica) se sugieren para, de manera centralizada, asegurar el uso eficiente del gas natural en la operación del sistema.

Beneficios del mecanismo propuesto

En el cuerpo de este informe se compara la operación del sistema derivada de los principios expuestos anteriormente, con la operación del sistema derivada del mecanismo actual (i.e. metodología de despacho según costo variable declarado), demostrando los beneficios de la propuesta hecha por el CE-FCFM, tanto en casos ilustrativos como en casos reales sobre el Sistema Interconectado Central (SIC). Para demostrar la aplicabilidad de la propuesta descrita en el sistema real, se modificó la herramienta de coordinación hidrotérmica PLP para reconocer la existencia y gestión de contratos *take or pay*. Los resultados preliminares del CE-FCFM demuestran que existe un doble beneficio asociado al mecanismo de despacho propuesto, debido a que no sólo se mejoraría la gestión de los volúmenes de GNL importado, sino que también esta mejor gestión ayudaría a aumentar las importaciones de GNL:

1. *Beneficios por mayor importación de GNL*: La Tabla 1 muestra que al aumentar las importaciones de GNL en modalidad *take or pay* disminuye el costo esperado de operación del SIC, a pesar del riesgo de contar con excesos de gas durante la ocurrencia de hidrologías húmedas. De hecho, al incorporar un nuevo contrato *take or pay* para las centrales Nehuenco 1 y 2 (que actualmente utilizan diésel), el sistema puede absorber un volumen de gas que es 26% mayor con una **reducción de un 6 % en los costos esperados de operación del SIC**. Bajo el mecanismo de despacho propuesto en este informe, la mayor importación de GNL permitiría reemplazar (principalmente) la generación con combustibles más caros (e.g. diésel, fuel oil), especialmente en horas de demanda punta.

Caso	Energía Contratada [GWh]	Volumen GNL [M m ³]	Costo esperado de operación del SIC [MM US\$]
Actual nivel de importación GNL	3476	1165	1218
Importación GNL ampliada a Nehuenco 1 y 2	4365	1463	1140

Tabla 1: Costo anual de operación esperado del sistema para distintos volúmenes de GNL importado en modalidad *take or pay*.

2. *Beneficio por una mejor gestión del gas*: La Tabla 2 compara los costos de la metodología de operación propuesta (en la segunda columna) con los costos de la metodología de despacho según costo variable declarado (tercera columna), en ambos casos considerando una importación ampliada del GNL para abastecer además a las centrales Nehuenco 1 y 2 (que actualmente utilizan diésel). La Tabla 2

demuestra que la metodología propuesta gestiona el gas más eficientemente para cada uno de los quintiles hidrológicos y **en promedio reporta al sistema un ahorro del 16% de los costos totales.**

Quintil	Método propuesto	Método costo declarado	Ahorro
1	1600	1660	4%
2	1260	1360	7%
3	1060	1200	12%
4	971	1230	21%
5	836	1270	34%
Promedio	1140	1350	16%

Tabla 2: Costos anual de operación de distintas alternativas (en MM US\$).

Implementación y trabajo futuro

Este informe, encargado al CE-FCFM de la Universidad de Chile, determina los *principios fundamentales* de un mecanismo económico eficiente para el despacho eléctrico de unidades generadoras que reciban suministro de gas mediante contratos *take or pay* en los sistemas eléctricos chilenos, describiendo y analizando los problemas del mecanismo actual y sus posibles soluciones. El propósito es informar a la autoridad para que finalmente diseñe e implemente el mecanismo definitivo. En este contexto, es preciso destacar que se requerirán estudiar varios temas adicionales, incluidos (al menos) los que se mencionan a continuación.

Licitación y productos a licitar

Se deberán diseñar los detalles del mecanismo de licitación y sus productos asociados, incluyendo: varios contratos con distintos niveles de flexibilidad y duración, el momento de la licitación respecto al inicio de suministro, tipo de licitación (*pay as bid*, precio uniforme, combinatorial etc.), frecuencia de la licitación. Se puede considerar incluso la posibilidad de combinar las licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados (como en el caso de Brasil donde en este proceso se declara la disponibilidad del combustible junto con su precio e indexación), con la declaración de precio de combustible para efectos del despacho.

La licitación debería considerar además un criterio claro que asigne la demanda de gas del sistema (o la responsabilidad de contratar ciertos volúmenes de gas) a cada uno de los generadores, considerando eventuales penalizaciones para aquellos generadores que no cuenten (al momento de la operación) con el combustible suficiente para cubrir las necesidades de gas identificadas por el CDEC. La presencia de un mecanismo de

penalizaciones puede (i) producir que los generadores participen proactivamente en la búsqueda de posibles suministradores que participen en la licitación, e incluso (ii) permitir descentralizar el proceso de licitación y responsabilizar a cada uno de los generadores por sus necesidades de gas (que deben ser identificadas por el CDEC).

Grandfathering

Se recomienda establecer medidas regulatorias complementarias al mecanismo propuesto en este informe que permitan respetar y proteger los acuerdos ya existentes de los actuales generadores con contratos *take or pay*. Por ejemplo, es posible aplicar el nuevo conjunto de reglas propuesto en este informe solamente a los nuevos contratos que busquen abastecer el residual de la demanda por GNL¹³ (que apliquen a aquellos generadores que actualmente no cuentan con contratos por suministro firme de gas), siendo voluntario para aquellos que ya poseen contratos *take or pay*.

Dado a que el nuevo esquema produce beneficios evidentes para los generadores que importan GNL mediante un mecanismo de pagos complementarios en caso que el precio spot de la electricidad disminuya (lo cual puede ocurrir por hidrologías húmedas u otros factores, incluyendo una mayor importación de GNL a precios más eficientes), parte de los actuales generadores con contratos *take or pay* podrían estar interesados en acceder a los nuevos beneficios sin perder el beneficio otorgado por el *grandfathering* sobre el volumen de GNL abastecido (y que no participa en la licitación). Esto puede crear oportunidades de negociación entre el regulador y los actuales generadores que importan GNL, permitiendo realizar una transición más expedita hacia el nuevo esquema y más conveniente para ambas partes (regulador/sistema y generadores).

Mercado secundario

Una de las principales causas que produce la necesidad de reformar el actual esquema de despacho es la ausencia de un mercado secundario maduro, que permita realizar transacciones rápidas y a precios competitivos en función de las reales necesidades de GNL del sistema bajo una condición dada (e.g. bajo una hidrología dada). Es por esto que se sugiere estudiar reformas complementarias para formalizar un mercado regulado de gas en el territorio nacional, el cual permita realizar importaciones eficientes de GNL para abastecer la demanda nacional de gas, incluida la del sector eléctrico. Así, los generadores podrían realizar compras de gas en un mercado local dinámico, donde las empresas importadoras de gas se preocupen de crear las coberturas necesarias mediante instrumentos financieros como seguros y contratos con otros sectores que necesitan gas,

¹³ Demanda residual = demanda necesaria por el sistema menos el abastecimiento de los actuales contratos.

aprovechando la infraestructura de transporte de gas nacional e internacional (reactivando, al menos parcialmente, las relaciones energéticas con la región). La existencia de un mercado como éste permitiría transar los excesos o déficit de gas (derivados de la actividad del sector eléctrico) con otros sectores de la industria (a nivel nacional e internacional), aprovechando más eficientemente el recurso (que, por ejemplo, la alternativa de desplazar generación a carbón) y minimizando el riesgo asociado a la importación. Evidentemente, esto requeriría un esfuerzo significativo no sólo a nivel regulatorio sino que también político.

2 Introducción

2.1 Misión

En concordancia con la misión y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y con las metas y ejes establecidas en la reciente Agenda de Energía, se hace pertinente realizar un análisis respecto a la utilización presente y futura de la infraestructura de terminales de Gas Natural Licuado (GNL), sus condiciones logísticas de operación y comerciales, en relación al uso del GNL como combustible de unidades de generación de los sistemas eléctricos. Esto con el objetivo de reducir los precios de la energía y generar mayor competencia, eficacia y diversificación en el mercado energético.

2.2 Antecedentes

Las particularidades en la operación logística de la cadena de suministro de GNL y de los acuerdos comerciales entre suministradores, operadores de terminales, comercializadores y generadoras imponen desafíos en la planificación de la operación técnica-económica de los sistemas eléctricos nacionales. Para lograr una utilización eficiente de la infraestructura de GNL existente en el país, el organismo coordinador debe tener en consideración las siguientes características del mercado del GNL:

- Programación anticipada y ventanas de recepción de buques contenedores de GNL en los terminales de regasificación, con un grado limitado de flexibilidad de reprogramación de buques ya comprometidos; y la capacidad de almacenamiento acotada en estanques en tierra.
- Estructuras de contratos del tipo *take or pay*¹⁴ tanto para la compra de GNL en el mercado internacional como para los servicios de programación, almacenamiento, y regasificación (entre otros), prestados por los operadores de los terminales de GNL.

Las empresas que hacen uso del GNL como combustible para sus unidades generadoras enfrentan importantes grados de incertidumbre respecto a la proyección del despacho económico de sus unidades, y por tanto, del uso eficiente del GNL cuya compra fue planificada bajo ciertos supuestos de despacho de las unidades generadoras (y, en menor medida, de su eventual colocación en un mercado secundario). Dicha incertidumbre en la operación puede estar dada por la característica hidrotérmica del sistema, el mantenimiento y falla de unidades, la creciente participación de generación renovable en

¹⁴ La cláusula *take or pay* en un contrato es una condición que impone al comprador la obligación de comprar un volumen mínimo de combustible, independientemente de que éste sea consumido o no.

la matriz energética, la incertidumbre del crecimiento de la demanda, y de los costos declarados por otras unidades de generación, entre otros.

El manejo de la incertidumbre por parte de los participantes del mercado bajo el mecanismo actual de despacho y tarificación utilizado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), ha producido que los propietarios de unidades de generación con contratos *take or pay* declaren costos variables volátiles en función del tiempo. Dicha declaración anormal no necesariamente se justificaría por una posible manipulación del precio de combustible por parte de los generadores (que podrían estar ejerciendo poder de mercado), sino que puede basarse en la dificultad real que presenta el actual diseño de mercado chileno para reconocer las estructuras de costos asociadas al suministro de gas natural para la generación eléctrica.

Así, para cumplir con el objetivo de maximización de la utilización de la infraestructura de suministro de GNL para su uso en la generación eléctrica actual y proyectada en el país, y en búsqueda de precios de oferta de suministro eléctrico competitivos por parte de agentes que hayan desarrollado o realicen nuevos proyectos de unidades generadoras que utilicen GNL como combustible, la CNE ha solicitado un estudio económico que desarrolle y presente una metodología de transferencia eficiente de costos y condiciones comerciales, que permita una determinación de costos efectivos de contratos de GNL del tipo *take or pay* para efectos del despacho del sistema y la gestión eficiente del GNL en el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

El Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM), posee experiencia en el estudio de las bases económicas del sector, en el diseño de mercado del sector eléctrico, en el desarrollo de herramientas de optimización de la expansión/operación y en el análisis del marco normativo aplicable. En este contexto, el CE-FCFM presenta el siguiente estudio de *análisis económico del despacho eléctrico de generadores con contratos de suministro de combustible GNL take or pay*.

2.3 Objetivo general y específicos

El objetivo del presente estudio es contar con una propuesta de tratamiento económico eficiente, para efectos del despacho eléctrico de unidades generadoras que reciban suministro de combustible GNL mediante contratos del tipo *take or pay*, que permita la maximización de la infraestructura asociada al uso del GNL para generación eléctrica y la optimización de los recursos energéticos en la operación del sistema eléctrico.

Los objetivos específicos que se requiere cumplir son:

1. Realizar una descripción conceptual de la problemática respecto a la utilización de contratos del tipo *take or pay* para el suministro de combustible de unidades de generación, cuyo despacho para el sistema eléctrico depende de condiciones de costos variables declarados y una planificación hidrotérmica de minimización de costos de abastecimiento.
2. Realizar un análisis económico descriptivo de las componentes de costos de la cadena de suministro de GNL para generación eléctrica y las condiciones comerciales genéricas incluidas en una estructura de contrato del tipo *take or pay*, las cuales sean de relevancia para efectos de la declaración de costos de combustible, que actualmente se efectúa para la coordinación realizada por cada CDEC en la planificación del despacho de centrales eléctricas de cada sistema.
3. A partir de los análisis realizados en los puntos anteriores, realizar una propuesta metodológica para un tratamiento económico eficiente, estable y de largo plazo de las distintas componentes de costos de la cadena de suministro de GNL, que permita la maximización de la utilización de la infraestructura asociada al uso del GNL para generación eléctrica y contar con costos de generación de dicha tecnología económicamente competitivos frente a otras fuentes de generación.
4. Realizar y presentar un modelo de cálculo que permita mostrar mediante casos de estudio numéricos la metodología presentada en el Objetivo Específico N°3 (anterior). El modelo implementado debe explicitar los beneficios de eficiencia económica de la metodología propuesta en el Objetivo Específico N°3, respecto al caso actual de despacho de generadores que utilizan GNL en el país.

3 Análisis cualitativo del mercado del GNL

3.1 Gas natural licuado en Chile

La firma del acuerdo de cooperación económica entre Chile y Argentina, permitió materializar una serie de proyectos hacia finales de los años 90s para transportar gas natural argentino hacia el territorio chileno. Se construyeron siete gasoductos para importar gas desde argentina y una línea de transmisión para proveer de energía al norte de Chile desde centrales a gas argentinas. Importantes inversiones se realizaron en centrales de generación en base a gas natural en Chile, sector que representaba casi un tercio de la demanda de gas que se importaba desde Argentina.

Producto de la congelación de tarifas en el gas natural en argentina desde el año 2002, se reduce la inversión de privados en el sector gasífero de ese país, lo que llevó a una reducción en las reservas y reducción en las exportaciones, desde comienzos del año 2004. En Chile esto significó un grave problema para el sector eléctrico, las centrales construidas para operar con gas natural, debieron abastecerse con diésel, aumentando de manera importante los costos de generación. La Figura 3 muestra la evolución de la Importación de gas natural en Chile.

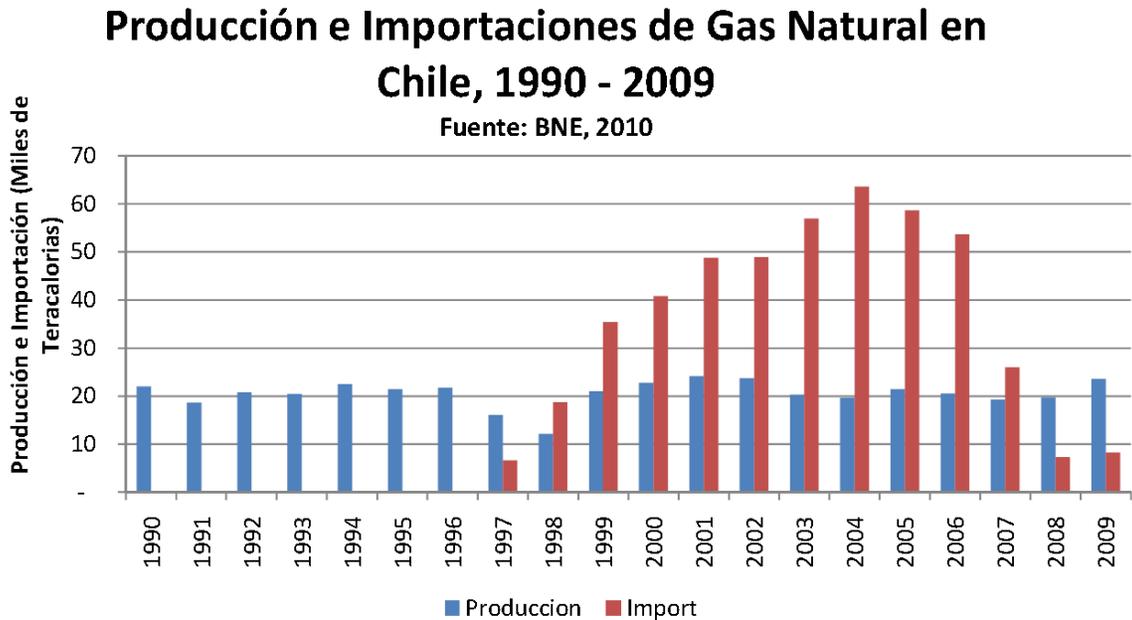


Figura 3: Evolución de la producción e importación de gas natural en Chile [2].

Debido a lo anterior, el Estado y las empresas privadas trabajaron en conjunto para buscar una alternativa económica al gas natural argentino. Para este fin, se construyeron dos terminales de regasificación. En el SIC la tarea estuvo a cargo de Enap, Endesa y Metrogas, mientras que en el SING estuvo a cargo de Codelco y GDF Suez.

Actualmente, el SIC es abastecido desde el terminal Quintero, ubicado en la Región de Valparaíso. GNL Quintero es la propietaria del terminal, sociedad conformada por un 40% de capitales de Terminal Valparaíso, 20% de Metrogas, 20% de ENAP y 20% de ENDESA. GNL Quintero mantiene contratos con GNL Chile por el uso del terminal, GNL Chile es el encargado de la comercialización del gas en el SIC.

El SING es abastecido desde el terminal Mejillones, ubicado en la Región de Antofagasta. GNL Mejillones es la empresa operadora del terminal. La sociedad es propiedad de GDF Suez en un 63% y Codelco en un 37%.

3.2 Contratos de GNL en Chile

En esta sección se describen los contratos que sostienen las empresas que participan del mercado de GNL en Chile.

3.2.1 Contratos de GNL en el SIC

La comercialización del GNL en la zona centro del país está a cargo de la empresa GNL Chile (GNLC), propiedad en partes iguales de ENAP, Metrogas y Endesa. GNLC tiene contratos con GNL Quintero por el uso exclusivo del terminal; servicios de descarga, almacenamiento y regasificación por un periodo inicial de 20 años bajo la modalidad *take or pay*. GNL Quintero es propiedad de Terminal de Valparaíso (40%), ENAP (20%), Metrogas (20%) y Endesa (20%). En el año 2007, GNLC suscribió un contrato con British Gas para el suministro del GNL a cada una de sus partes por 20 años, por un cierto volumen firme, pero con flexibilidad anual a una tarifa que utiliza como índice el precio del petróleo Brent. De acuerdo a información de prensa, en el año 2013 Endesa renegoció el acuerdo de suministro con British Gas, lo que permitió una reducción de 40% en el costo del gas, desde 14 US\$/MMBtu a 8 US\$/MMBtu junto con un aumento en la flexibilidad del contrato [3] [4].

Endesa es la única compañía generadora con contratos de suministro de gas natural de largo plazo, otras como Colbún y Gener, deben comprar el gas natural a ENAP o Metrogas en el mercado spot, con mayores costos y en algunos casos con falta de disponibilidad.

Debido a la flexibilidad del contrato de suministro que mantiene Endesa, y al hecho de que en el SIC el GNL es despachado principalmente en base, no existen mayores controversias sobre la declaración de precios y su tratamiento en el despacho en el SIC.

3.2.2 Contratos de GNL en el SING

Actualmente, GNL Mejillones (GNLM) presta los servicios de regasificación y almacenamiento bajo la modalidad de contratos *Terminal Use Agreement*¹⁵. Los propietarios de GNLM son CODELCO con una participación del 37%, y GDF SUEZ con una participación del 63%.

Los principales clientes son la empresa generadoras E-CL y GASATACAMA y las mineras Codelco, Collahuasi y BHP Billiton. Desde el año 2014, son los clientes los encargados de importar el GNL.

Antes del año 2013, GNLM operaba además como comercializador del GNL en el SING, donde los principales clientes eran las empresas mineras Codelco, El Abra, Collahuasi y Minera Escondida, con quienes mantenía contratos con condiciones *take or pay* altamente inflexibles. Las empresas mineras mantenían contratos de maquila¹⁶ para la generación de energía con E-CL y GasAtacama. Debido a la inflexibilidad en los contratos se observaban importantes fluctuaciones en la declaración de costos variables de las generadoras en base a GNL en el SING, situación que ponía en duda la eficiencia del despacho en base a costos declarados en presencia de contratos de GNL con cláusulas *take or pay*.

3.3 Componentes de costos de la cadena de suministro de GNL

A continuación se detallan los distintos componentes de costo de la cadena de suministro del GNL en el corto plazo, clasificados como costos fijos o variables. La cadena de suministro de GNL cuenta con 6 etapas [5], como se ilustra en la Figura 4, cada uno de estos segmentos tiene procesos industriales, reglas de mercado y participantes específicos. Luego de la exploración y producción del gas natural (1 –ver numeral en Figura 4–), este es transportado por gaseoductos a las plantas de licuefacción. Ahí debe ser pre-tratado, extrayéndose líquidos y otros componentes. Mediante un proceso de enfriamiento, el gas se enfría a -161°C pasando a su estado líquido y reduciendo su volumen en más de 600 veces (2). El gas natural licuado se transporta mediante barcos especialmente contruidos hacia su destino (3), donde mediante un proceso de calor, el

¹⁵ Bajo esta modalidad GNLM acuerda proporcionar servicios a firme al cliente como: acceso y uso de la infraestructura portuaria, descarga y recepción del GNL, medición y análisis del GNL, almacenamiento del GNL en estanque en tierra, regasificación del GNL, transporte y entrega del GNL, entre otros.

¹⁶ Un contrato de maquila es aquel en el cual, una empresa llamada comúnmente emplea su capacidad y procesos productivos para la fabricación de productos tangibles o la entrega de servicios intangibles a una empresa “matriz” la cual la abastece de los materiales necesarios. Son utilizados con el objetivo de reducir de costos.

gas es convertido a su estado original en las plantas de regasificación (4). Finalmente, el gas natural es transportado mediante gaseoductos y distribuido a los consumidores finales (5,6).



Figura 4: Componentes de la cadena de suministro del GNL

A continuación se detalla cada una de las etapas mencionadas anteriormente.

3.3.1 Importación del GNL

El GNL que se compra en el mercado internacional considera los costos de producción, transporte por gaseoducto y licuefacción. Luego de ser extraído, el gas natural es transportado mediante gaseoductos a la planta de licuefacción. En ésta, se procesa la mezcla, retirándose componentes como el oxígeno, dióxido de carbono, componentes de azufre y agua. Posteriormente, el gas natural es enfriado a temperaturas inferiores a los -160°C . Bajo estas condiciones, el gas natural se vuelve líquido, reduciendo su volumen en 600 veces. La licuefacción es intensiva en consumo de energía, por lo que aproximadamente un 10% del gas natural es utilizado como combustible. De esta forma, el rendimiento medio del proceso de licuación es aproximadamente de un 90%.

En algunos países, el proceso de importación del GNL se realiza en el mercado spot, en que el precio es determinado por la oferta y demanda mundial, donde se puede considerar que el costo de importación es un costo variable puesto que es función del volumen de GNL y del precio FOB¹⁷ del mercado internacional [2].

Sin embargo, debido a la alta componente de inversión y para reducir la incertidumbre, en la mayoría de los mercados la importación se realiza mediante contratos de largo plazo, como es el caso del mercado de GNL en Chile. Dependiendo de las cláusulas y condiciones del contrato, el costo de importación puede dejar de considerarse variable (o puede presentar una componente de costo variable menor con respecto a su componente de

¹⁷ Precio Free on board (FOB): incluye el costo de extracción, costo de transporte por gaseoducto y costo de licuefacción.

costo fijo). Los contratos de largo plazo y las cláusulas asociadas serán descritos en la sección 3.2.

Según la estadística en Chile, el costo de importación el combustible corresponde a cerca del 75% del precio final [6].

3.3.2 Transporte marítimo

La siguiente etapa del proceso productivo es el transporte, el cual se realiza a través de un barco metanero, desde la planta de licuefacción hasta el terminal de regasificación. Generalmente, los barcos son de propiedad de los productores de GNL. El transporte por barco representa cerca de un 10% de los costos de la cadena del GNL [6].

El transporte estará a cargo del comprador si el GNL fue adquirido a precio FOB. La etapa de transporte considera además del costo del flete, el seguro del producto. La tarifa de transporte se expresa en dólares por millón de BTU y se calcula de acuerdo con la distancia y el tiempo del traslado. Durante esta etapa existen pérdidas de combustible que ocurren para poder mantener el GNL en su estado líquido.

Se puede considerar que el costo el transporte es mayormente variable puesto que depende del volumen de GNL importado.

3.3.3 Internación

El impuesto por importar gas natural licuado es un costo variable puesto que depende del volumen importado de gas natural.

3.3.4 Regasificación

Al llegar a destino, el gas natural licuado debe ser regasificado para su posterior utilización. Primero el gas es descargado y bombeado dentro de los estanques de almacenamiento, para su posterior vaporización. En esta etapa se consideran todos los costos incurridos en la descarga de GNL, almacenamiento, vaporización e inyección del gas a la red de transporte. La etapa de regasificación implica costos fijos y variables de operación los cuales se desglosan a continuación.

Item	Costo Fijo	Variable
Costos Administrativos	x	
Costos de mantenimiento	x	x
Costo por requerimiento de servicios (agua, electricidad)		x
Costos del proceso de regasificación		x

Tabla 3: Estructura de costos regasificadora [7].

La regasificación representa cerca de un 10% del costo variable del gas natural [6].

3.3.5 Transporte del GNL regasificado

La etapa final del proceso es el transporte del gas desde la planta de regasificación hacia los usuarios finales. Los costos incurridos en el transporte de gas natural en el corto plazo son más bien variables. El transporte por gaseoducto representa alrededor de un 3% del costo total [6].

3.3.6 Resumen

Se puede desglosar de manera aproximada para el año 2014 el precio total del gas natural licuado en Chile en cada una de sus componentes según la Tabla 4.

Componente	Indexado a Henry Hub [US\$/MMBtu]		Indexado Brent [US\$/Bbl]	
	4	6	80	100
	Costo US\$/MMbtu			
Precio FOB ¹⁸	7,6	9,9	8	10
Transporte Marítimo	1	1	1	1
Derecho Internación	0,5	0,7	0,5	0,7
Regasificación ¹⁹	1,85-3	1,85-3	1,85-3	1,85-3
Transporte del GNL regasificado	0,3	0,3	0,3	0,3
Total	11,25-12,4	13,75-14,9	11,65-12,8	13,85-15

Tabla 4: Costo de suministro de GNL por componente [6].

3.4 Características y cláusulas en contratos GNL

En el mercado del gas natural se diferencian dos tipos de transacciones; por una parte están las transacciones de corto plazo que se llevan a cabo en el mercado spot y por otra los contratos bilaterales de suministro de más largo plazo. En particular en Chile predomina el mercado de contratos de largo plazo, que ha permitido asegurar una cierta rentabilidad y reducir el riesgo para las empresas suministradoras. Bajo este esquema el precio final del combustible depende de las condiciones comerciales del contrato, pudiendo diferir de los valores de referencia mostrados en la Tabla 4.

Los contratos de largo plazo de suministro de GNL permiten asegurar la cobertura de costo para la infraestructura y así asegurar en cierta medida la continuidad de abastecimiento; no obstante presentan en general cláusulas que los hacen altamente

¹⁸ El precio FOB incluye el costo de extracción, costo de transporte por gaseoducto y costo de licuefacción.

¹⁹ Tarifa terminal GNL Mejillones publicada en página web : <http://www.gnlm.cl/sitio/comercial/acceso-al-terminal/regasificacion/tarifas/>

inflexibles. Esto, además de las limitaciones de almacenamiento y los escasos mercados alternativos, significa restricciones importantes para su uso eficiente. Estas restricciones impactan a los sistemas eléctricos, lo cual se vería reflejado en el costo variable del GNL para efectos del despacho económico de las unidades de generación como se ilustra más adelante en este informe en la sección 4.3.

3.4.1 Características de los contratos

Las características más comunes de los contratos de suministro de gas natural son las siguientes [7]:

- De larga duración;
- Precios indexados a una canasta de combustibles (petróleo Brent o Henry Hub);
- Programación anual de suministro inflexible producto de restricciones de logística del transporte marítimo y capacidad de almacenamiento. Esta característica se debe tener en cuenta para considerar la disponibilidad de gas para la generación eléctrica, utilizándolo de manera eficiente, ya que una mala coordinación entre el suministro de gas y su uso puede llevar a situaciones de venteo de gas o, por el contrario, de desabastecimiento;
- Obligación de pagos por volúmenes mínimos, aun cuando el cliente no lo haya consumido (cláusula *take or pay*). En los sistemas eléctricos esta cláusula presenta una restricción en el uso del gas natural, ya que en el caso que no existan mercados secundarios, el no considerarla de manera adecuada en la programación de la operación puede significar la pérdida del recurso, situación análoga al vertimiento de agua en sistemas hidroeléctricos;
- Compra de volúmenes adicionales con un precio sustancialmente superior. En caso de existir un mercado spot de gas natural regasificado, se puede considerar que las centrales pueden operar con un combustible alternativo al contrato, pero a un precio mayor.

3.4.2 Clausulas comunes en los contratos de suministro de gas natural licuado

A continuación se detallan las cláusulas que generalmente presentan los contratos de abastecimiento de gas natural. Además se indica de manera general el impacto que pueden presentar en la operación de los sistemas eléctricos.

Clausula *Take or Pay*: Establece un pago mínimo por un determinado porcentaje de la cantidad anual contratada, e.g. entre el 60% y 95%. Ésta impone al comprador la obligación de retirar un determinado volumen de combustible, independiente de si es utilizado. En los sistemas eléctricos esta cláusula presenta una restricción en el uso del gas natural, ya que en el caso que no existan mercados secundarios, el no considerarla de

manera adecuada en la programación de la operación podría significar la pérdida del recurso, situación análoga al vertimiento de agua en sistemas hidroeléctricos.

Clausula *Delivery or Pay*: Establece la obligación del vendedor a entregar un cierto volumen de GNL. En caso de no cumplirse, se establecen mecanismos de compensación para el comprador.

Clausula *Make Up*: Establece que el gas comprometido, que no ha sido consumido en un cierto periodo puede ser utilizado en los meses siguientes. Esta cláusula aporta flexibilidad al contrato, pero requiere tener en cuenta la programación del uso del recurso de modo de garantizar su uso en los meses posteriores.

Cláusula *Carry Forward*: Establece que el gas consumido por sobre la cantidad definida en la cláusula *Take or Pay* se considere como crédito para el siguiente período si es que la demanda es menor que la establecida en la cláusula *take or pay*. Esta cláusula aporta flexibilidad al contrato, permitiendo relajar la restricción impuesta por el *Take or Pay* para los períodos siguientes.

Clausula *Ship or Pay*: En el contrato de transporte, esta cláusula especifica el porcentaje de la capacidad contratada mensual que debe pagarse independiente de si el transporte no se necesita. La capacidad pagada y no utilizada puede ser recuperada en un periodo posterior.

4 Contratos *take or pay* y mercado eléctrico chileno

4.1 Generalidades

Los contratos con cláusula *take or pay*, o contratos de compra garantizada, son aquellos donde se impone al comprador pagar un precio estipulado por un volumen de productos aunque al final éste no sea consumido. Es decir, el comprador se compromete a adquirir una cantidad mínima del producto y debe pagarla a todo evento.

Este tipo de contratos es común en el sector del GNL, debido a las cuantiosas inversiones que se deben realizar para la producción de éste y la incertidumbre en la demanda. Lo anterior incentiva a los inversionistas a la suscripción de contratos inflexibles, con el objetivo de disminuir el riesgo de los proyectos y la cobertura de los costos de capital asociados a la infraestructura. Este tipo de contratos también permite a los clientes acceder a menores precios de suministro. En la práctica, existen diferentes tipos de contrato con cláusulas *take or pay*, con diferentes niveles de flexibilidad.

En el caso de la generación eléctrica mediante gas natural licuado, la modalidad *take or pay* de un contrato incide en los costos de producción de energía. En este contexto, los CDECs poseen procedimientos para la determinación de los costos variables a considerar en la planificación de la operación de mínimo costo del sistema. Estos procedimientos, buscan especificar los costos asociados a la adquisición del combustible, los que en el caso del gas natural se basan en información sobre el costo de compra, pérdidas, transporte, seguros, derechos de internación, regasificación, agentes de aduana, otros impuestos. El efecto de la modalidad *take or pay* no es tomado en cuenta en la determinación de los costos de combustible, sin embargo desde el dictamen N° 3 del 2011 del Panel de Expertos [8], se debe informar la existencia de contratos bajo modalidad *take or pay* por parte de las empresas generadoras. A pesar de esto, no hay claridad en el sector en la forma en que esta información debe ser utilizada para la planificación de la operación del sistema.

En las siguientes secciones se explicará la operación económica del sector eléctrico chileno, el efecto de los contratos *take or pay* en la declaración de precios, las inquietudes del sector eléctrico sobre el tratamiento de las cláusulas *take or pay* en la programación de la operación y una descripción conceptual de la problemática de la utilización de contratos de tipo *take or pay* en la programación de los sistemas eléctricos.

4.2 Modelo económico del sector eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno de generación se basa en una estructura tipo *pool* obligatorio con costos declarados y auditables. A diferencia de lo que ocurre en otros mercados, no se permite a las empresas la declaración de ofertas (i.e. *bidding*) a su conveniencia con el fin

de evitar posibles prácticas de poder de mercado [9]. La programación del sistema eléctrico está a cargo del CDEC correspondiente, quien cumple la función de operador del sistema. El CDEC tiene la función de asegurar la operación de mínimo costo esperado del sistema en conjunto, labor que realiza mediante el uso de herramientas de optimización.

En su versión más simplificada (e.g. uninodal y térmica), el problema de programación de la operación o despacho económico se puede formular de la siguiente manera [10]:

$$\min \sum_{i=1}^{NG} b_i \left(\sum_{j=1}^{NH} G_{ij} \right)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} = D_j ; \quad j = 1, \dots, NH \quad (\lambda_j)$$

$$G_{ij} \leq P_{max_i}; \quad i = 1, \dots, NG, j = 1, \dots, NH$$

$$G_{ij} \geq 0; \quad i = 1, \dots, NG, j = 1, \dots, NH$$

Donde:

b_i : Costo variable de operación de central i [US\$/MWh].

P_{max_i} : Capacidad de la central i [MW].

G_{ij} : Generación de la central i en el bloque j [MW].

D_j : Demanda en la hora j [MW].

λ_j : Variable dual asociada a restricción de abastecimiento demanda en la hora j (o precio de la energía en la hora j) [\$/MWh].

Además NG y NH representan el número de horas y el número de generadores, respectivamente. La solución óptima a este problema es equivalente a ordenar los generadores de menor a mayor costo variable en una lista de mérito, el operador del sistema despacha las unidades en ese orden hasta cubrir la demanda en cada período, según se muestra en la Figura 5. El costo marginal del sistema, o precio de la energía queda definido por el costo variable de la central más cara que se encuentra operando en una hora determinada.

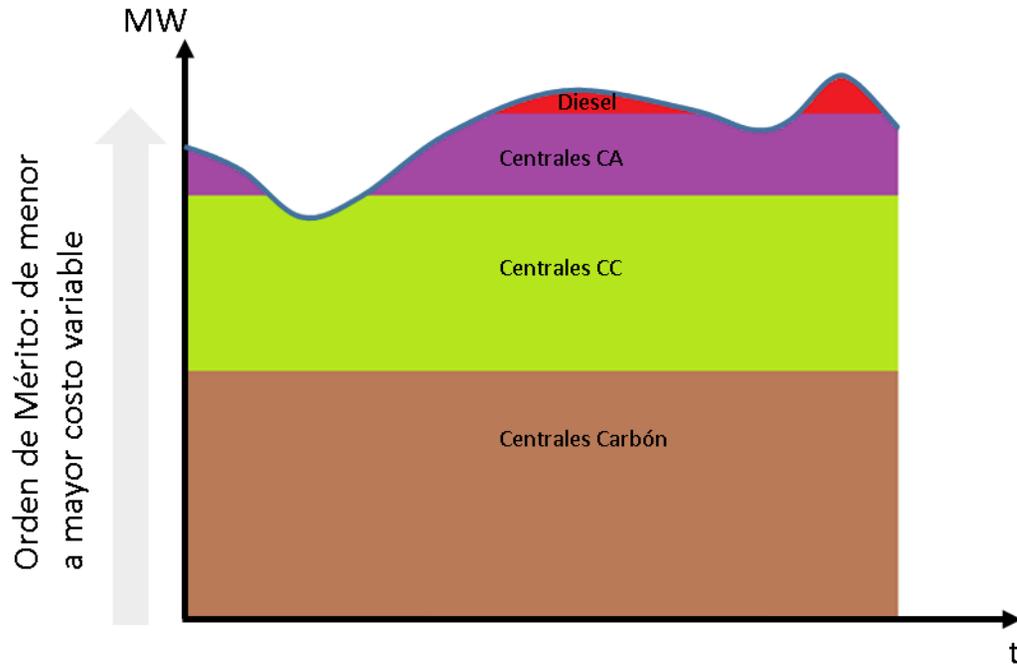


Figura 5: Despacho por orden de mérito

Para que el CDEC pueda realizar la planificación de la operación de mínimo costo, necesita entonces conocer los costos de operación variables de cada una de las centrales del sistema. Debido a la necesidad de respaldar adecuadamente estos parámetros de entrada a modelo de despacho económico y evitar declaraciones arbitrarias de costos variables, los CDEC han desarrollado un conjunto de procedimientos que buscan definir cálculos sistemáticos y objetivos de parámetros técnicos y de costos.

En el contexto del procedimiento de cálculo de costos de combustibles, durante el año 2011, Codelco presentó una discrepancia al Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos denominada “Procedimiento DO: Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING” [1]. La discrepancia se refiere a la necesidad de incorporar en los procedimientos de definición de costos de combustibles la información sobre la modalidad de contratos *take or pay* suscritos por las empresas de generación para la compra de gas natural. La necesidad de incorporación, infiere que la modalidad de contrato elegida por la empresa de generación tiene un impacto en los parámetros de costos que el CDEC debe considerar al momento de definir la operación económica del sistema (despacho y costos marginales).

4.3 Efecto de los contratos *take or pay* en la declaración de precios

El modelo de negocios de ambos terminales de gas natural licuado en Chile presenta grandes diferencias en cuanto a la flexibilidad de los contratos. En el caso del SIC, las

centrales de gas de Endesa operan principalmente en base y son constantemente despachadas debido a los bajos costos de suministro. En contraste, en el SING las empresas GasAtacama y E-CL declaran costos de abastecimiento de gas natural muy diferentes en términos dinámicos, situación que se incrementa a partir de la entrada de las tres centrales de carbón a fines del 2010. Estas unidades desplazaron la generación en base de GNL lo que causó cambios importantes en la declaración de precios de estas centrales.

Con la entrada en operación de las centrales a carbón Andina, Angamos y Norgener en el año 2010, el precio declarado para la central Tocopilla y Mejillones sufrió cambios importantes, observándose caídas abruptas en la declaración de costo variable en algunos períodos del año con el fin de aumentar su despacho (ver Figura 6 que muestra la declaración de precios de las centrales de GNL del SING para el período enero 2010 - septiembre 2011). Lo anterior se debió a la pérdida de competitividad en el mercado debido al tipo de contrato sostenido con Codelco y el Abra (precio diésel -1%).

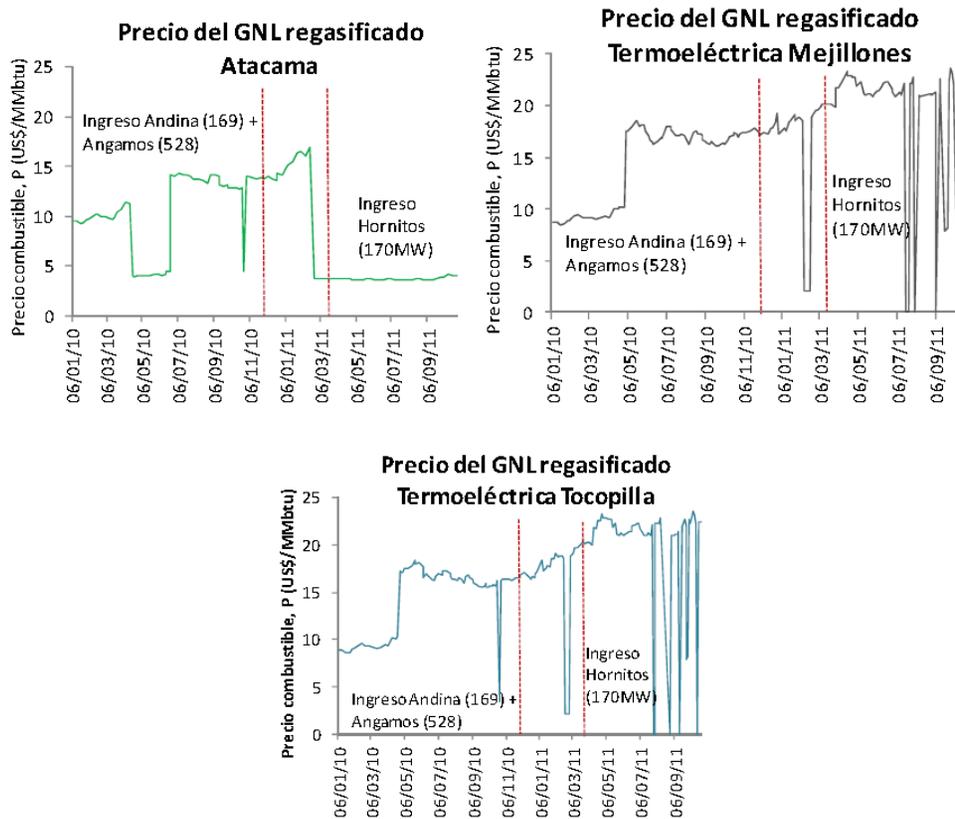


Figura 6: Precio del GNL regasificado para las distintas centrales del SING [7]

Similarmente, en el caso de la generadora GasAtacama, el precio promedio declarado para el año 2011 cae de manera importante para poder continuar operando en base y evitar la acumulación de gas natural, tal como se muestra en la Figura 6.

La Tabla 5 resume el valor promedio, mínimo, máximo y desviación estándar del precio de combustible declarado para las centrales del SING. Se puede observar que la dispersión de los precios aumenta para el año 2011 para todas las generadoras.

		Precio del combustible de las Centrales a GNL regasificado [US\$/MMBTu]							
Empresa	Central	Medio		Mínimo		Máximo		Desviación	
		2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
GasAtacama	Atacama	10,67	5,86	3,93	3,60	14,35	16,87	3,80	4,69
E-CL	Mejillones	15,06	18,69	8,51	0,00	18,53	23,56	3,52	6,43
E-CL	Tocopilla	14,76	18,67	3,45	0,00	18,36	23,56	3,38	6,43
	Promedio	10,64	11,30	4,44	1,37	13,36	16,55	2,70	4,41

Tabla 5: Comparación de precio de GNL regasificado en el SING [7].

En el caso del SIC, como se muestra en la Figura 7, no se observa una situación similar ya que los contratos que mantienen las empresas generadoras con GNL Quinteros son mucho más flexibles, lo que les ha permitido declarar precios más estables.



Figura 7: Precio del GNL regasificado para las distintas centrales del SIC [7].

4.4 Declaración de precios de combustible a utilizar en la operación del SING

El procedimiento del año 2011, establece que la actualización de los precios para el gas natural debe ser realizada cada mes, debiendo ser informada antes del día 10, o día hábil siguiente, y a más tardar a las 13:00 hrs. Dicho procedimiento también establece que se deberá actualizar el costo del gas natural cuando experimente cambios superiores al $\pm 1\%$.

En caso de ser una solicitud de actualización extraordinaria (si no hay solicitud de validación), ésta entra en vigencia el día jueves siguiente.

El artículo 8 también establece:

“...Adicionalmente, se deberá informar si existen contratos bajo modalidad take or pay suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los períodos en que aplican...”

Para el caso del gas natural regasificado, el precio se determina puesto en cada central, debiendo considerar los componentes variables de la cadena de suministro que se detallan a continuación en la Tabla 6. El costo declarado debe incluir solamente los costos variables y no pueden incorporarse las componentes de costos fijos.

(a) Costo FOB	: Costo en Boca de Pozo en el caso de suministro de gas natural adquirido mediante redes o poliductos internacionales. Costo a bordo del barco en la frontera del país exportador, en el caso del gas natural licuado, en adelante GNL, en cuyo caso, el costo FOB incluirá los costos de compresión y otros que establezca el respectivo contrato de compra.
(b) Gas combustible y Pérdidas	: Como porcentaje del Costo FOB
(c) Cargo por transporte hasta frontera	: Según contrato vigente con el proveedor o transportista, para los fines del cálculo del Costo CIF.
(d) Seguro:	: Si corresponde
(e) Costo CIF	: Costo del gas natural que incluye seguro y transporte hasta frontera o puerto de destino.
(f) Gas combustible y Pérdidas	: Como porcentaje del Costo CIF
(g) Derechos de Internación	: Según el valor vigente para el año correspondiente.
(h) Agente de Aduana	: El valor convenido por la Empresa Generadora.
(i) Cargo por transporte en Chile	: Según contrato vigente con proveedor o transportista.
(j) Impuesto Sustitutivo	: Si corresponde.
(k) Comisión Bancaria	: Si corresponde.
(l) Costo de Compresión o descompresión de gas, según sea el caso.	: Si corresponde
(m) COSTO TOTAL	: (e) + (f) + (g) +(h) + (i) + (j) + (k) + (l)

Tabla 6: Estructura del precio del gas natural en el SING [11]

Para validar el costo variable del gas, el CDEC solicita la información anterior; sin embargo, en la práctica se ha observado que las generadoras declaran solo el valor CIF [7].

CALCULOS		PPk	CALCULOS		PPk
COSTO BOCA DE POZO (US\$/m ³)		0,000000	COSTO FOB (US\$/m ³)		0,2398500
CARGO TRANSPORTE HASTA FRONTERA (US\$/m ³)		0,000000	Impuesto Exp. Gas		0,0000000
IMPUESTO EXPORTACIÓN		0,000000	GAS COMBUSTIBLE Y PERDIDAS (US\$/m ³)		0,0000000
INCREMENTO REGALÍAS		0,000000	CARGO TRANSPORTE HASTA FRONTERA (US\$/m ³)		0,0000000
GAS COMBUSTIBLE Y PERDIDAS (US\$/m ³)		0,000000	SEGURO (US\$/m ³)		0,0000000
SEGURO (US\$/m ³)		0,000000	TOTAL CIF (US\$/m³)		0,2398500
CARGO FIDEICOMISO (US\$/m ³)		0,000000	GAS COMBUSTIBLE Y PERDIDAS (US\$/m ³)		0,0000000
TOTAL CIF (US\$/m³)		0,7802197	DERECHOS DE INTERNACIÓN (US\$/m ³)		0,0000000
GAS COMBUSTIBLE Y PERDIDAS (US\$/m ³)		0,000000	AGENTES DE ADUANA (US\$/m ³)		0,0000000
DERECHOS DE INTERNACIÓN (US\$/m ³)		0,000000	CARGO POR TRANSPORTE EN CHILE (US\$/m ³)		0,0000000
AGENTES DE ADUANA (US\$/m ³)		0,000000	IMPUESTO SUSTITUTIVO (US\$/m ³)		0,0000000
CARGO POR TRANSPORTE EN CHILE (US\$/m ³)		0,000000	COMISION BANCARIA (US\$/m ³)		0,0000000
IMPUESTO SUSTITUTIVO (US\$/m ³)		0,000000	COSTO DE COMPRESION DE GAS (US\$/m ³)		0,0000000
COMISION BANCARIA (US\$/m ³)		0,000000	Qcci (m ³)		
COSTO DE COMPRESION DE GAS (US\$/m ³)		0,000000	SUMA(Qcci) (m ³)		
Qcci (m ³)			ΣPPk (US\$/m³) =		0,2398500
SUMA(Qcci) (m ³)					
ΣPPk (US\$/m³) =		0,7802197			

DESGLOSE PRECIOS GAS NATURAL FINAL	US\$/m ³	USD / MMBtu pps
Precio Ponderado Gas Natural Argentino	0,3857217	10,45165
Precio Ponderado Gas Natural Regasificado	0,7802197	21,14110
PPk Total, Precio Mezcla GN Argentino con GNL Regasificado	0,7802197	21,14107

Figura 8: Declaración de precios de GNL regasificado de GasAtacama y Electroandina [7].

En los tiempos del gas natural argentino, se tenía una declaración de precios detallada; sin embargo no existía certeza de la disponibilidad del combustible, por lo que esta información podía ser informada diariamente [7].

4.5 Inquietudes del sector eléctrico sobre el tratamiento de las cláusulas *take or pay* en la programación de la operación

La controversia sobre el tratamiento de las cláusulas *take or pay* en la programación de la operación del SING surge por primera vez en la Discrepancia N°3 del 2011. En ésta Codelco presentó la necesidad de que se declaren antecedentes sobre el tipo de contratos de suministro de combustible que sostienen las empresas generadoras en base a GNL regasificado para la programación correcta de la operación. Como parte de la discusión, aparece la inquietud de cómo debiese considerarse los contratos *take or pay*, si corresponden a un costo fijo o efectivamente representan un costo variable, sin existir consenso entre los actores del mercado.

A continuación se describe la discrepancia y se recalcan algunos puntos relevantes de la discusión.

4.5.1 Discrepancia

Codelco objetó el procedimiento de la Dirección de Operación (DO) puesto que no solicita a las empresas todos los antecedentes e información que, a su parecer, deben incorporarse en la declaración de costos de combustible de las centrales generadoras que permitan la programación de mediano y largo plazo que minimiza el costo de operación.

Codelco solicitó al Panel de Expertos incorporar un inciso cuarto y final del artículo 8 del procedimiento de la DO:

“...Adicionalmente, se deberá informar si existen contratos bajo modalidad Take or pay suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los períodos en que aplican...”

4.5.2 Dictamen y posición del Panel de Expertos

Respecto a lo anterior, el Panel de Expertos consideró pertinente la inclusión en el citado procedimiento del texto anterior. Como argumento clave para justificar esta acción se puede citar:

*“El sistema de formación de precios de acuerdo al costo marginal, como estructura básica del mercado eléctrico, utiliza los costos declarados o informados por las empresas de generación sólo como un mecanismo de eficacia operativa. **No admite nuestro sistema legal de mercado eléctrico que las empresas puedan informar o declarar costos a su conveniencia**”.*

4.5.3 Otros puntos relevantes en la discusión

Alcance a la operación de mediano y largo plazo

El CDEC-SING sostiene que el procedimiento de la DO tiene como objetivo resolver sólo la programación de corto plazo, **no siendo parte de su alcance resolver la programación de mediano y largo Plazo**. En efecto, y tal como lo establece el Reglamento en el Capítulo 2 De la Programación de Mediano y Largo Plazo, en particular en su Artículo 48 literal a), la programación de mediano y largo plazo, se efectuará considerando en todo momento que la modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales térmicas deberá estar respaldada en estudios elaborados o contratados por el directorio del CDEC para tal efecto, los que deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía (en adelante la Comisión) en forma previa a su aplicación. En tanto no cuente con dichos antecedentes, deberá utilizar las restricciones para el suministro de insumos incorporados por la Comisión en la fijación de precios de nudo vigente en cada momento. Por lo tanto, el Procedimiento de la DO objeto de esta discrepancia, no requiere incorporar solicitudes de información que tengan relación con restricciones de insumos de centrales térmicas en el mediano y largo plazo.

Caracterización de contratos take or pay como costo fijo

E-CL acota a la discusión lo siguiente:

Note el Honorable Panel que la solicitud de Codelco apunta solamente a incluir un párrafo referido a entregar información contractual en forma pública. Esa es la solicitud de Codelco. **Otra cosa es que Codelco y Escondida hayan intentado convertir esta discrepancia en una instancia de decisión de si los contratos celebrados en modalidad “Take or pay” son en sí mismo, per se, costos fijos. Esa no es la materia en discusión en esta discrepancia.** En este proceso se discute la pertinencia de incluir un párrafo como el solicitado por Codelco.

Decidir esa materia, de querer alguien discutirla en el futuro, corresponde a otra discrepancia en que se solicite expresamente que se defina si los contratos celebrados en modalidad “Take or Pay” son per se costos fijos, ameritando un análisis profundo y pausado. Note que la misma exposición de Escondida reconoció que si es que el combustible puede almacenarse o utilizarse en una función alternativa, entonces no sería un costo fijo. En este mismo tenor, GasAtacama sostiene que la misma Escondida señala que los contratos *take or pay* sin capacidad de almacenamiento y sin mercado secundario, debe considerar un costo de combustible nulo.

Dichos juicios apuntan a que cualquier contrato del tipo *take or pay* implicaría un costo variable de combustible igual a cero. E-CL no comparte este juicio por las siguientes consideraciones:

1) Logística de suministro de GNL: En la industria de GNL existen diferentes formas en la logística de suministro, desde uno rígido a uno flexible. En el primer caso, se puede mencionar suministro de GNL sin tanque de almacenamiento en tierra, el cual puede presentar a su vez tres diferentes sub-casos:

- i) Sin barco de almacenamiento flotante (FSU) atracado a muelle y regasificación en tierra;
- ii) Con barco de almacenamiento flotante (FSU) atracado a muelle y regasificación en tierra (caso fast track Mejillones); y
- iii) Sin barco de almacenamiento flotante (FSU) atracado a muelle y sin regasificación en tierra (caso Bahía Blanca y Escobar en Argentina).

En el segundo caso, con tanque de almacenamiento en tierra la flexibilidad aumenta notoriamente con el tamaño del tanque. Por ejemplo, el terminal GNL Quintero dispone de dos tanques y el Terminal GNL Mejillones dispondrá de uno. Adicionalmente, la

disponibilidad de almacenamiento en gasoductos también influye en la logística de entrega del gas. Lo anterior, demuestra claramente que existe una serie de condiciones en la logística que afectan el perfil y flexibilidad de entrega de GNL y en consecuencia, un mismo contrato *take or pay* opera en forma muy distinta dependiendo de las configuraciones de la logística.

2) Derechos contractuales del comprador que permiten flexibilidades en el consumo de GNL. En la industria mundial de GNL es muy común que los contratos contemplen cláusulas de flexibilidad que permiten varios usos alternativos del GNL contratado. Por ejemplo, es habitual, entre otros, poder cancelar, desviar y diferir barcos. Una vez recepcionado el gas, éste puede ser revendido a otros mercados como por ejemplo para el caso del SING, reventa al SIC (Taltal), exportación a Argentina o venta para consumo industrial. También, aportan a la flexibilidad de uso del GNL los convenios o acuerdos de respaldo entre las unidades generadoras del sistema. En consecuencia, es evidente que un contrato de compra de combustible de tipo *take or pay* no significa a per se que el costo variable del combustible es igual a cero. Sostener lo contrario podría llevar al absurdo que todos los combustibles utilizados en un sistema como el SING tienen costos variables iguales a cero pues la gran mayoría de los contratos de compra de combustible son de similar naturaleza y por lo tanto la operación del sistema eléctrico se planificaría con señales de precios erróneas e insostenibles en el tiempo.

Adicionalmente, en relación a la semejanza que podría pretenderse que exista entre un almacenamiento de GNL y un embalse de agua, expresamos tajantemente que no existe tal semejanza porque el agua está confinada en el embalse sin usos alternativos más que la producción de la electricidad mientras que el GNL almacenado tiene innumerables usos alternativos e interacción con otras industrias como la industria minera, eléctrica en el SIC, industria gasífera en Argentina, etc. Al respecto, es oportuno señalar que E-CL ya ha realizado algunas operaciones de reventa de su gas con algunas de estas industrias.

5 Aspectos fundamentales de la problemática y del despacho eficiente de centrales con contratos *take or pay* de GNL

Los análisis del CE-FCFM muestran que existiría una incompatibilidad conceptual entre un modelo declaración de costos variables y la gestión eficiente de combustibles con contratos *take or pay* en el despacho eléctrico en ausencia de mercados secundarios del gas²⁰. Una evidencia empírica de lo anterior es que el mecanismo actual de despacho y tarificación utilizado por los CDECs ha producido que los propietarios de unidades de generación en base a gas natural con contratos bajo la modalidad *take or pay* declaren costos variables altamente volátiles en el tiempo. Esta anomalía se debería a la dificultad que presenta el diseño del mercado eléctrico chileno y las reglas de despacho para hacer un uso eficiente del gas en el despacho económico, mediante el solo uso de un costo variable/unitario declarado y sin considerar los volúmenes disponibles del gas en la programación de la operación.

Surge entonces la necesidad de analizar cuantitativamente los efectos que causarían en el despacho la declaración de varios niveles de costos (variables) y si es posible hacer un despacho económico con uso eficiente de GNL con el actual diseño de mercado y reglas de despacho. Para esto, se comparará a continuación el despacho resultante de una declaración de costos variables similar a la actualmente existente en los sistemas chilenos, contra el resultado de una operación con información completa de la disponibilidad de combustibles dada por los contratos *take or pay*.

Luego de analizar la problemática de manera cuantitativa en la Sección 5.1, se propone una alternativa para un nuevo mecanismo de despacho y gestión del gas en la operación en la Sección 5.2, y una alternativa de tarificación de mercado en la Sección 5.3.

5.1 Análisis cuantitativo de la problemática: Ejemplo ilustrativo

A continuación se presenta un sistema térmico con una demanda máxima de 2,2 GW y un factor de carga de 88%. Dicho sistema cuenta con la oferta de producción ilustrada en la Tabla 7, la cual presenta 5 tecnologías de generación con sus respectivas potencias a nivel agregado y costos variables de combustible (Pg, Pc, Ptop, Pfo y Pd que se refieren a centrales: a gas –sin contratos *take or pay*-, carbón, gas –con *take or pay*-, fuel oil y diésel, respectivamente). La Tabla 7 también muestra que el costo variable asociado a las unidades de GNL no se encuentra definido, ya que cuentan con un contrato *take or pay* de

²⁰ Éste es un supuesto de análisis que se ha establecido para comprender a nivel fundamental la problemática y no un juicio del CE-FCFM acerca de la existencia o importancia de los posibles mercados alternativos del gas en Chile.

876 GWh/año (que representa un 10% de factor de planta²¹ de la unidad Ptop) a un costo de 52 MUS\$ (que representa un costo promedio de 60 US\$/MWh si se utiliza el total del volumen de gas).

El objetivo del ejemplo es entender como operaría la central con contratos *take or pay* bajo distintas políticas de despacho (e.g. despachos con distintos costos unitarios declarados –similar a la modalidad actual de las reglas de mercado en Chile– versus despachos con información completa de la disponibilidad de combustibles dada por los contratos *take or pay* –despacho ideal de mínimo costo con información completa–).

	Capacidad [MW]	CV [US\$/MWh]
Pg	200	1
Pc	1500	45
Ptop	1000	NA (60)
Pfo	300	200
Pd	300	300

Tabla 7: Capacidad y costo variable de varias tecnologías de generación.

5.1.1 Despacho basado únicamente en costos variables de combustible declarados

En el caso que el generador Ptop (*take or pay*) declare un costo unitario igual al costo promedio del contrato (60US\$/MWh), su ubicación en la lista de mérito sería tercero, por lo que se despacharía luego del carbón, desplazando el uso de fuel oil y diésel tal como se ilustra en la Figura 9a que muestra el despacho diario resultante.

²¹ Es común en este informe referirse a la cantidad eléctrica a ser producida para distintos niveles de cantidad de GNL regasificado mediante el factor de planta de la unidad.

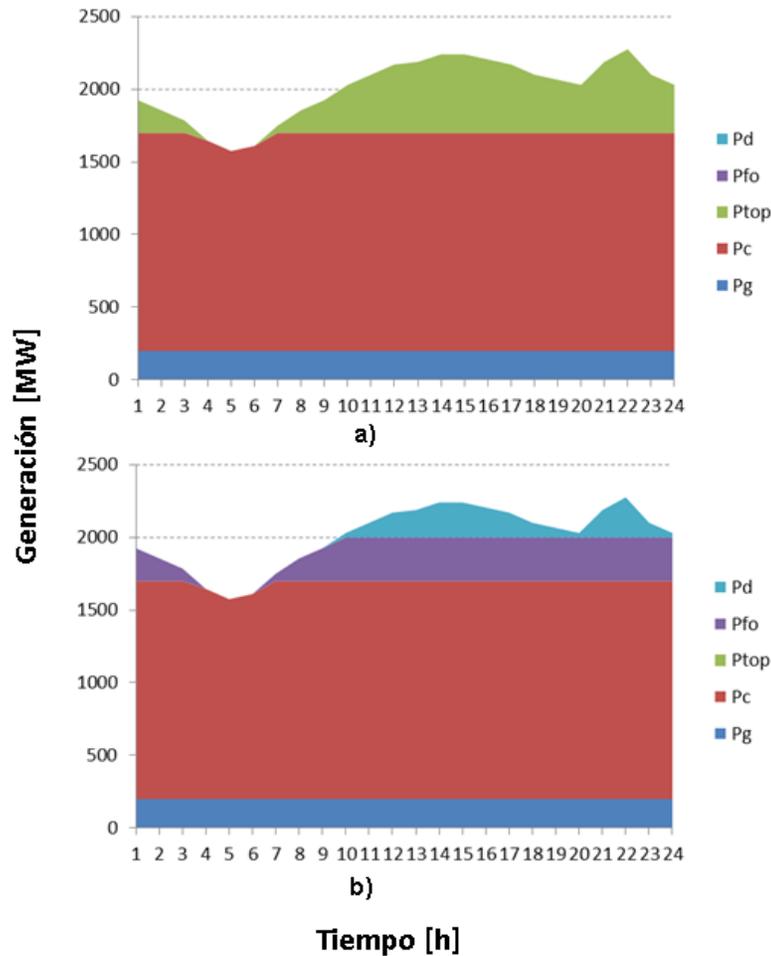


Figura 9: Despacho para la primera (a) y segunda parte del año (b) –durante un día típico- cuando la central a gas *take or pay* declara un costo unitario de 60 US\$/MWh.

El despacho de la Figura 9a presenta las siguientes características:

- El volumen de gas contratado (876 GWh/año) alcanzaría para operar en este modo solamente durante el primer tercio (1/3) del año.
- El volumen de gas contratado desplaza una cantidad ineficientemente alta de combustible fuel oil en el primer tercio del año que no le permite desplazar generación más cara (diésel) en la segunda parte del año (i.e. dos tercios siguientes del año, ver Figura 9b), aumentando los costos anuales de despacho.
- El margen operacional anual de las centrales con contratos *take or pay* sería igual a cero (ya que declaran un costo igual a 60 US\$/MWh, lo que define el precio spot durante el primer tercio del año), mientras que el margen operacional de las centrales a fuel oil sería mayor (ya que las centrales a diésel determinan el precio

spot durante varias horas, ver Figura 9b). Esto es una clara distorsión del mercado que podría afectar la inversión en infraestructura de generación al largo plazo.

El despacho de la Figura 9 es claramente ineficiente²² y, de hecho, a continuación se demuestra que es posible utilizar de manera más eficiente el gas proveniente de contratos *take or pay* si se utiliza la información completa con respecto a la disponibilidad de gas asociada a dichos contratos a nivel de la programación de la operación de mediano y largo plazo.

5.1.2 Despacho con información completa de disponibilidad

En el siguiente caso el generador *take or pay* no declara un costo variable, sino que presenta la información completa con respecto al volumen contratado, la cual se incorpora en la programación de la operación en la forma de restricciones adicionales al problema de optimización²³. En este caso se obtiene la operación de la Figura 10 para todo el año. En contraste a la operación de la Figura 9, en este caso el mismo volumen de gas natural (i.e. 876 GWh/año) es utilizado para desplazar la operación de centrales a diésel durante todo el año. Como resultado la operación del sistema es significativamente más eficiente lo cual se refleja en la reducción de costos anuales del sistema.

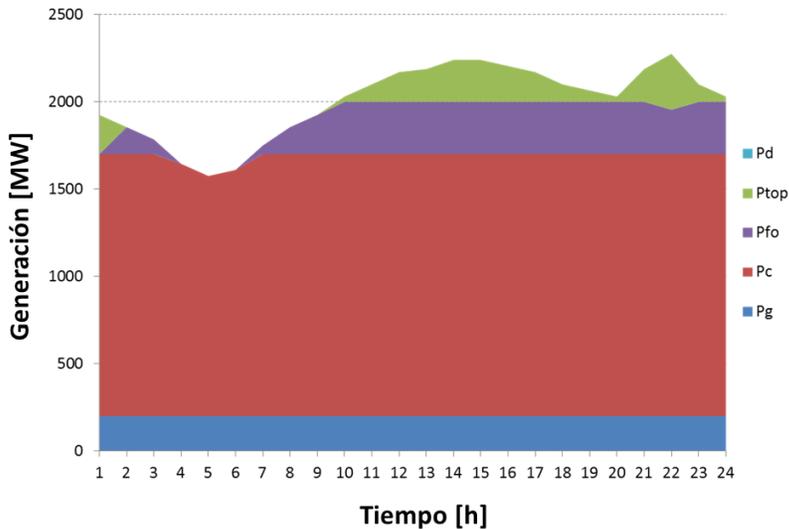


Figura 10: Despacho de mínimo costo con información completa de la disponibilidad del combustible gas en contrato *take or pay* para un día típico representante de los 365 días del año.

²² Se debe advertir que la declaración de costos por debajo de 60 US\$/MWh (lo que se podría justificar en caso que se resten ciertas componentes de costo fijo que no pueden ser declaradas) llevaría a conclusiones similares a las ya descritas.

²³ La programación de la operación se realiza mediante una herramienta de optimización que busca determinar el despacho a mínimo costo dentro de un conjunto factible de soluciones definidas por un set de restricciones.

Nótese que si se quisiera obtener el mismo despacho de la Figura 10 (el cual representa el uso eficiente de los recursos) mediante una declaración de costo unitario (similar al mecanismo actual en el sistema chileno), éste debiera ser iguales al *valor estratégico del gas*, e.g. 200 US\$/MWh, el cual no sería posible respaldar mediante los costos indicados en los contratos (en este caso de a lo más 60 US\$/MWh). Por otro lado, permitir declaraciones de estos niveles de costos sin respaldo contractual, dificultaría el escrutinio de la declaración y podría presentar oportunidades para el ejercicio de poder de mercado.

5.1.3 Sensibilidad al volumen de gas *take or pay*

Si el volumen de gas aumenta desde 876 GWh/año a 3,5 TWh/año (i.e. de un factor de planta equivalente de 10% a uno igual al 40% para una capacidad de 1000 MW), los despachos obtenidos serían los señalados en la Figura 11 donde en a) se ilustra el despacho para todos los días del año si el generador con contrato *take or pay* declara su costo unitario promedio (i.e. 60 US\$/MWh), y en b) se ilustra el despacho óptimo de gas para todos los días del año cuando se utiliza la información completa de las disponibilidades del combustible.

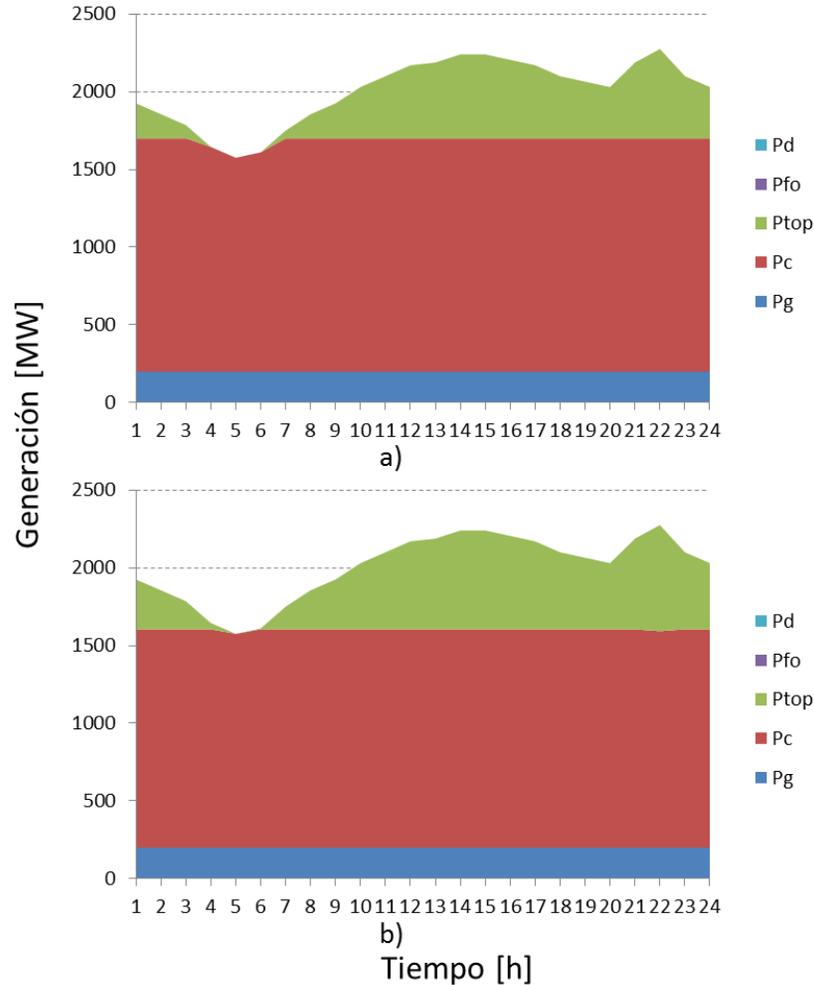


Figura 11: Despacho según costo declarado igual a 60 US\$/MWh (a) y según información completa de disponibilidad de gas (b) para un día típico representante de los 365 días del año.

Para el caso donde se utiliza un costo declarado igual a 60 US\$/MWh (Figura 11a), el gas resulta sub-utilizado con un factor de planta equivalente a 31%. Esto contrasta con la utilización del combustible en la Figura 11b donde se utiliza la totalidad del gas disponible, equivalente a un factor de planta igual al 40% de la capacidad P_{top} . Nótese que para el caso de la Figura 11a:

- El gas siempre resultará sub-utilizado si el generador a gas declara un costo unitario mayor al costo variable del carbón (45 US\$/MWh, ver Tabla 7);
- El gas podría resultar utilizado totalmente si declara un costo unitario menor al costo variable del carbón (45 US\$/MWh); no obstante, en estos casos los generadores a gas P_{top} incurrirían en margen operacional negativo ya que la

energía se vendería en el mercado spot a un precio igual a 45 US\$/MWh²⁴ (marginando las centrales de carbón, ver Figura 12a);

- En el caso anterior, las centrales a gas presentarían un factor de planta del 100% durante los primeros dos quintos (2/5) del año, teniendo el CDEC que recurrir a la operación de la generación diésel durante los siguientes tres quintos (3/5) del año como se ilustra en la Figura 12.

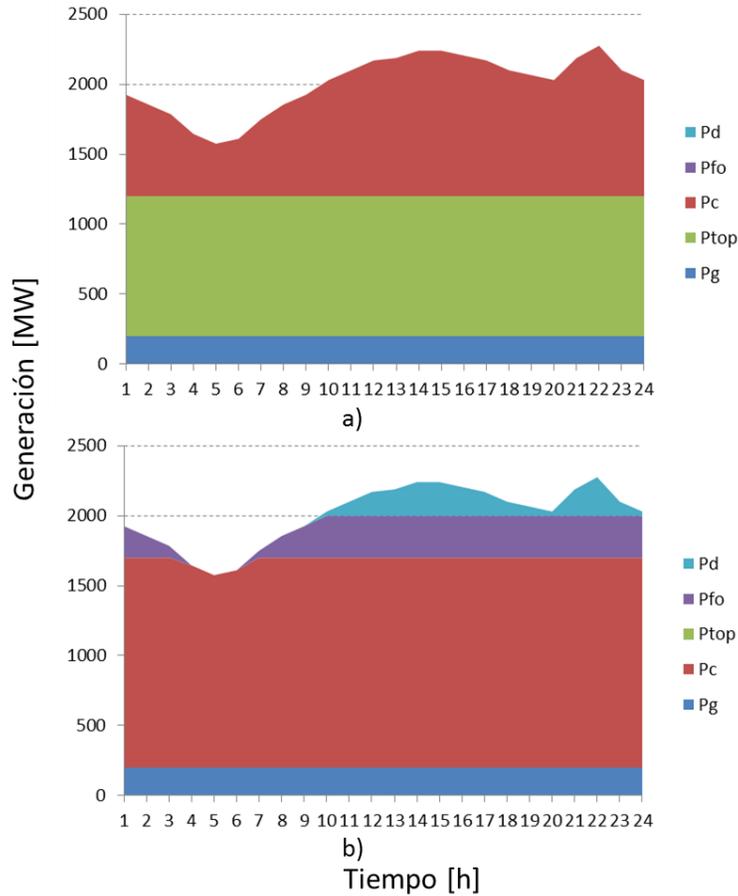


Figura 12: Despacho de mínimo costo para la primera (a) y segunda (b) parte del año si se declara un costo menor a 45 US\$/MWh –día típico–.

²⁴ Nótese que para este caso, si bien el costo medio de abastecimiento de GNL es 60 US\$/MWh, el costo variable de abastecimiento es menor a 60 US\$/MWh, ya que el contrato *take or pay* considerado en este ejercicio presenta una componente importante de costos fijos.

5.1.4 Utilización y margen operacional del gas *take or pay* versus distintos precios declarados

Como se mencionó en la sección anterior, si se considera un contrato *take or pay* de gas con un volumen de gas equivalente a un factor de planta del 40% (i.e. 3,5 TWh/año), el gas sólo podría ser completamente utilizado (en el sistema de la Tabla 7) si se declara un costo unitario menor a 45 US\$/MWh, lo que se reflejaría en pérdidas en términos del margen operacional para la unidad Ptop (ya que la energía se vendería en el mercado spot a un precio igual a 45 US\$/MWh, mientras que el costo medio del gas con contrato *take or pay* es 60 US\$/MWh, ver Figura 12a). Por lo tanto, la solución para conciliar

- el despacho económico donde se declaran costos unitarios de combustibles, con
- un margen operacional positivo para la unidad *take or pay*,

bajo el esquema actual de declaración de costos, es declarar costos unitarios superiores a los 80 US\$/MWh como se ilustra en la Figura 13. Un costo declarado mayor o igual a 80 US\$/MWh permite compensar la baja en el volumen de gas comercializado en el mercado spot (i.e. despacho económico), producto que no es posible despachar todo el gas importado a precios declarados mayores a 45 US\$/MWh.

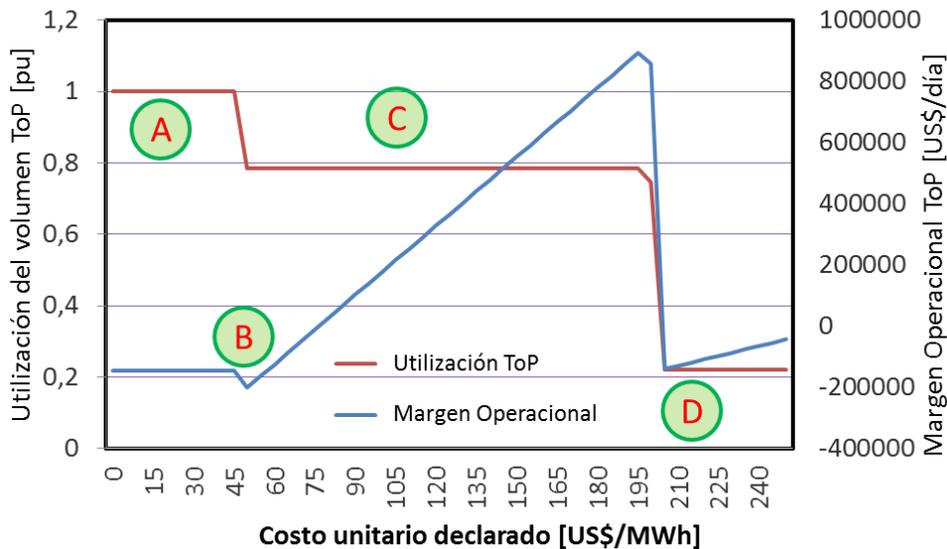


Figura 13: Margen operacional y utilización del gas *take or pay* como función del costo unitario informado

En la Figura 13 además se destacan las siguientes áreas/rangos:

- Área A: al declarar un costo menor al carbón (45 US\$/MWh), el gas asociado al contrato *take or pay* es completamente utilizado en el año; no obstante el

generador vende a un precio menor al costo unitario del gas (60 US\$/MWh), reflejándose en una pérdida en el margen operacional.

- Área B: al declarar un costo unitario mayor al del carbón, disminuye la utilización del gas. El margen operacional se mantiene bajo cero dado que la baja en la utilización del gas no es compensada por el alza en los precios spot.
- Área C: en éste rango de precios declarados, la unidad *take or pay* genera ganancias en términos del margen operacional, aunque el gas no es totalmente aprovechado en el despacho.
- Área D: declarar costos unitarios por sobre el precio del fuel oil produce un mayor nivel de subutilización del gas contratado, lo que genera una pérdida importante para la unidad *take or pay* en términos del margen operacional.

De la Figura 13 se desprende que, bajo las condiciones ilustradas, la unidad Ptop tiene incentivos a declarar precios que tienden a aquellos de la tecnología que está inmediatamente sobre él en la orden de mérito, lo que podría ir en desmedro de un uso eficiente del gas contratado en el despacho del sistema (ya que un mayor precio declarado implica un mayor margen operacional, pero no necesariamente implica un mayor uso del gas o un uso más eficiente de éste).

Para este mismo ejemplo, la Figura 14 ilustra el costo del despacho calculado según dos métricas²⁵:

- Costo real (en azul): que incorpora el costo del despacho de la unidad Ptop como fijo y hundido y, por lo tanto, insensible al volumen de gas despachado. Es decir, el costo total del GNL importado en un año se asume fijo e independiente si éste se utilice o no en la operación del sistema eléctrico. Éste corresponde a la función de costo real del sistema.
- Costo informado (en rojo): que incorpora el costo del despacho de la unidad Ptop como variable y dependiente del costo del gas informado por la unidad Ptop al CDEC y del volumen que resulta utilizado/despachado. Es decir, el costo total del GNL en un año se asume variable y depende del volumen de gas finalmente utilizado en el despacho eléctrico.

²⁵ Para un determinado costo unitario declarado de la unidad Ptop, se determina el despacho del sistema según la práctica actual de los CDECs, es decir sin considerar el volumen disponible de gas en el problema de la planificación de la operación. El costo de este despacho es calculado en función de dos métricas distintas en la Figura 14.

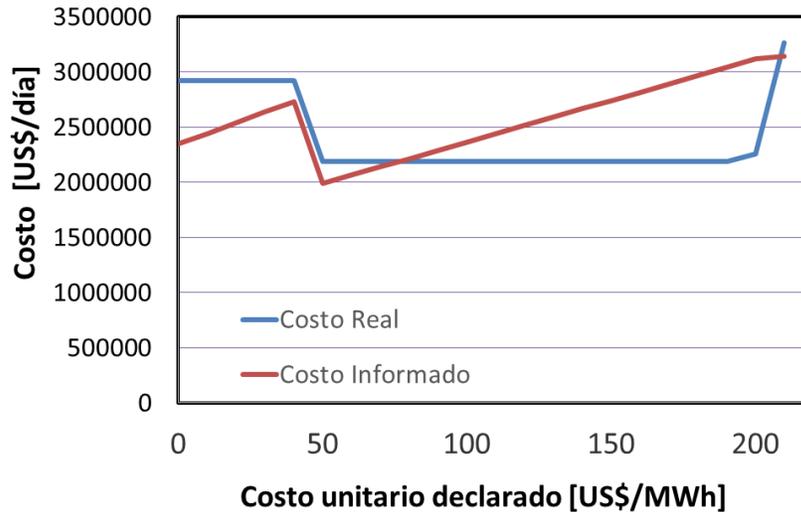


Figura 14: Costos de operación del sistema en función del costo unitario declarado

La Figura 14 demuestra las diferencias evidentes entre (i) la consecuencia real de las acciones de un CDEC en términos del costos de operación del sistema ante distintos costos unitarios declarados para el gas de la unidad Ptop (curva azul) y (ii) la función de costo efectivamente utilizada por el CDEC para determinar la gestión económica del gas de la unidad Ptop y del sistema para distintos costos unitarios declarados (curva roja).

5.1.5 Tres observaciones fundamentales a la problemática actual

Del ejemplo cuantitativo anterior y la evidencia práctica descrita en el capítulo anterior se puede observar que:

- En el corto plazo y cuando el volumen de gas ya ha sido determinado y contratado con anterioridad, no resultaría factible realizar un despacho económico del sistema y un uso eficiente del gas natural mediante la declaración de un costo unitario que refleje el precio estipulado en los contratos *take or pay* de abastecimiento del gas. De hecho, *el valor estratégico del gas* (el cual representa el *precio del gas* para efectos de su uso eficiente) no guarda relación con el costo de abastecimiento ya que realmente depende de la disponibilidad y restricciones de uso del gas.
- La declaración de costo unitario del gas al CDEC ha llevado, en la práctica, a observar una variabilidad significativa en dicha declaración de costos variables de unidades de gas natural que cuentan con contratos *take or pay* para el suministro de su combustible. Es probable que esta variabilidad observada en el costo declarado se deba a un esfuerzo de las empresas para gestionar mejor el gas

natural (ya que el mecanismo actual de despacho no puede hacerlo) y no a una fluctuación real del costo de abastecimiento/importación de GNL.

- Como se demostró en este capítulo, bajo ciertas condiciones existe tanto (i) un incentivo importante a declarar un alto costo unitario del gas natural como (ii) una penalización (mediante un margen operacional negativo) a declarar un costo unitario que refleje realmente el costo variable de abastecimiento. Esto podría producir presiones a declarar precios que no reflejen realmente el costo de abastecimiento.

Todo lo anterior ha llevado a observar niveles limitados en las importaciones de gas en el sistema chileno [12]. Dado los problemas indicados en esta sección, a continuación se propone un mecanismo alternativo de despacho de las unidades generadoras del sistema que permita hacer una utilización del gas con contratos *take or pay* más eficiente.

5.2 Mecanismo propuesto para el despacho eficiente

En esta sección se propone un mecanismo alternativo que permita hacer una gestión más eficiente del gas adquirido mediante contratos *take or pay*. La propuesta se compara con el mecanismo actual basado en la declaración de un costo unitario para el gas importado mediante contratos *take or pay*, con el fin de ilustrar las ventajas de la propuesta. En particular interesa comparar las operaciones resultantes bajo estos mecanismos en distintos niveles de importación de gas natural.

La diferencia fundamental en términos de la optimización entre el *mecanismo propuesto* y el actualmente utilizado por los CDECs o *mecanismo estándar*, es que el primero considera una restricción de disponibilidad energética del gas que permite reconocer explícitamente en la programación de la operación el volumen de gas adquirido mediante contratos *take or pay*. La estructura del problema de optimización propuesto se ilustra en la Figura 15.

- **Minimizar** el costo de predespacho **considerando costo fijo take or pay**
 - **Sujeto a:**
 - Balance de generación y carga
 - Capacidad de las centrales
 - **Cantidad máxima de gas disponible (e.g. en un año)**
 - **Variables de decisión:**
 - despacho (de cada unidad en cada hora o bloque de demanda)
 - **uso binario de gas natural sobre todo el horizonte**
- Destacado en azul cambios con respecto a formulación clásica de predespacho

Figura 15: Estructura general del nuevo problema de optimización propuesto para la programación de la operación en el largo plazo.

El problema de planificación de la operación de la Figura 15 se puede ejecutar en dos modos distintos:

- **Largo plazo:** cuando es necesario seleccionar (mediante un conjunto de variables binarias) los contratos *take or pay* que serán parte del despacho del sistema en un horizonte dado (e.g. 4 meses, 6 meses, un año, etc.²⁶). Esta modalidad permite determinar el volumen óptimo del gas que necesita el sistema.
- **Corto plazo:** cuando el conjunto de contratos *take or pay* a ser utilizados (y por lo tanto el volumen total de gas natural a ser despachado en un horizonte dado) ha sido seleccionado previamente (i.e. variables binarias del problema sujetas a cumplir una preselección previamente establecida).

Así, interesa analizar el mecanismo propuesto tanto desde una perspectiva de largo plazo (determinando el volumen óptimo de gas a importar), como de corto plazo (donde el volumen de gas a importar y a utilizar en el despacho, ya ha sido determinado). El análisis y las comparaciones con el mecanismo actual se realizará bajo dos supuestos: con certidumbre e incertidumbre acerca de los parámetros del sistema en el corto plazo (demanda, hidrología, generación renovable, disponibilidad de las unidades, etc.), lo que se presenta a continuación.

²⁶ Las ilustraciones en este informe para la gestión óptima del gas son realizadas, por comodidad y claridad, sobre un horizonte anual. No obstante, es necesario hacer más estudios para determinar el periodo sobre el cual es necesario realizar la gestión óptima del gas.

5.2.1 Cantidad de gas a importar y operación del sistema bajo condiciones de certidumbre en los parámetros de entrada

En esta sección se supone que el operador del sistema tiene total certeza en relación a los parámetros del sistema a futuro (demanda, hidrología, generación renovable, disponibilidad de las unidades, etc.) tanto al momento de calcular el volumen óptimo de gas a importar, como al momento de planificar la operación dado un volumen de gas determinado.

Así, bajo las condiciones del sistema descrito en la Tabla 7 y una demanda máxima de 2,2 GW con un factor de carga de 88% (mismo caso base de la sección anterior), el volumen óptimo de gas a importar a un precio de 60 US\$/MWh es de 2,7 TWh/año, equivalente a un factor de planta de 31,35% para la unidad P_{top}. Es decir, este volumen de importación es el que minimiza el costo del despacho para todo el sistema, ya que:

- Importar un volumen mayor causaría que el gas desplace en parte al carbón que es un combustible más económico.
- Importar un volumen menor causaría un mayor despacho de centrales más costosas que utilizan fuel oil y diesel.

Si este volumen de gas se utiliza eficientemente en la operación mediante la metodología propuesta en la Figura 15, la operación resulta equivalente al despacho que se obtendría mediante el uso de una orden de mérito, criterio actualmente usado por los CDECs (y el despacho sería aquel ilustrado en la Figura 11a). Esto demuestra que el esquema actual es suficiente para hacer un manejo eficiente del gas si la cantidad importada de este combustible se encuentra adaptada a las reales necesidades del sistema (asumiendo certidumbre en los parámetros del sistema).

Al relajar el supuesto de que se importe el volumen óptimo de gas (manteniendo el supuesto de certidumbre en los parámetros del sistema), se observan diferencias en la utilización del gas y el despacho económico de las unidades entre el mecanismo propuesto y el actualmente en uso por los CDECs. De hecho, para niveles de importación de gas equivalentes a factores de planta de la unidad P_{top} de 10 y 40% (casos analizados en la sección anterior 5.1), el mecanismo propuesto conduce a menores costos de operación que el mecanismo actualmente utilizado por los CDECs, garantizándose el uso eficiente del gas importado, y esto se ilustra en la Tabla 8.

<i>Factor de planta</i>	<i>10%</i>	<i>40%</i>
<i>Mecanismo estándar</i>	2.926.716	2.188.650
<i>Mecanismo propuesto</i>	2.781.650	2.095.275

Tabla 8: Costos totales de operación frente a certidumbre para volúmenes de gas sub-óptimos

Si bien el mecanismo actual presenta una operación eficiente de los recursos (al igual que el mecanismo propuesto) en el caso que las importaciones de gas con contratos *take or pay* estén adaptadas al sistema, se demuestra a continuación que este resultado es correcto solamente cuando se asume certidumbre en los parámetros del problema. En el caso más general y más realista para los sistemas chilenos, se demuestra en la siguiente sección que el mecanismo actual realiza una mala gestión de los recursos en el corto plazo, a diferencia del mecanismo propuesto que siempre utiliza la información de la cantidad de gas disponible para coordinar la operación del sistema con un uso más eficiente del gas natural importado.

5.2.2 Cantidad de gas a importar y operación del sistema bajo condiciones de incertidumbre en los parámetros de entrada

Cuando existe incertidumbre, evidentemente la cantidad a importar de gas no será la adaptada para cada una de las realizaciones del sistema en el corto plazo. Por ejemplo, si se decide importar una cantidad de gas adaptada para un escenario medio de demanda (o hidrológico), esa cantidad será sub-óptima en la operación de corto plazo si la demanda (o hidrología) resulta ser distinta a la media. Esto quiere decir que aunque la importación de gas sea la óptima en un momento determinado cuando el tomador de decisión enfrenta un nivel dado de incertidumbre, esta importación no estará adaptada para todos y cada uno de los escenarios que se pueden dar en el corto plazo producto de la realización de la incertidumbre.

Si se retoma el ejemplo de las condiciones del sistema descritas en la Tabla 7 y una demanda máxima de 2,2 GW con un factor de carga de 88% (mismo caso base de la sección anterior 5.1), se conoce que la importación eficiente de gas natural es igual a 2,7 TWh/año ya que éste es el volumen óptimo de gas a importar a un precio de 60 US\$/MWh (equivalente a un factor de planta de 31,35% para la unidad Ptop), es decir es el volumen de gas que minimiza los costos de despacho del sistema en un horizonte dado. No obstante, si una vez acordado el nivel de importación del gas la demanda cambia levemente de la proyección hecha al momento de la compra, la cantidad de gas quedará desadaptada al sistema. Por ejemplo, si la demanda disminuye en un 10% con respecto a su proyección inicial, el mecanismo actual de despacho sólo utilizará un 44.8% del gas adquirido (equivalente a un factor de planta de la unidad Ptop de 14.5%). El despacho

diario para este caso se presenta en la Figura 16 (izquierda) donde se puede apreciar tanto la curva de carga original (naranja) como aquella resultante de la reducción de demanda (negro). El costo del sistema en este caso es \$2.029.837.

Para el mecanismo propuesto, en cambio, es directo que el sistema hará uso de un 100% del gas adquirido para la generación. El despacho resultante en este caso se presenta en la Figura 16 (derecha) y el costo del sistema es de \$1.853.827.

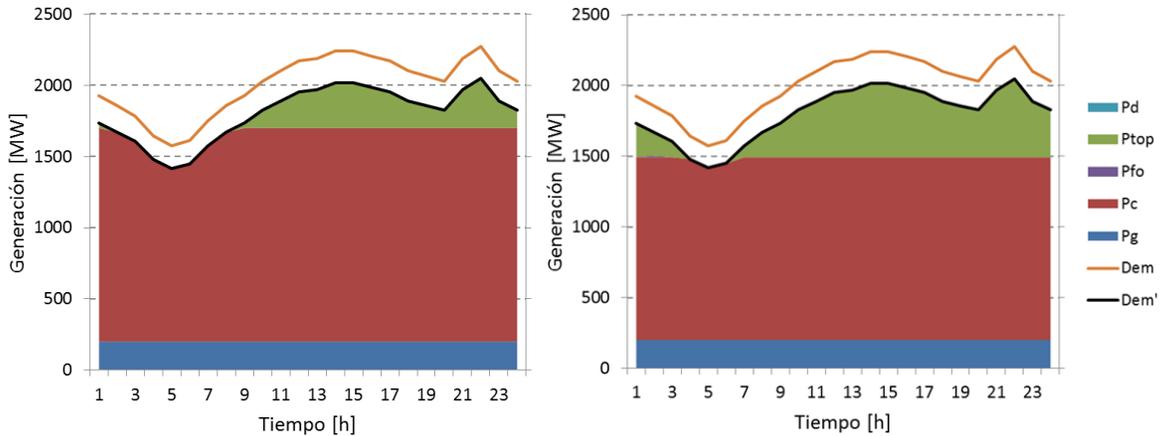


Figura 16: Despacho del sistema frente a incertidumbre en la demanda para el mecanismo de despacho actual (izquierda) y el mecanismo de despacho propuesto (derecha).

De estos resultados es evidente que el mecanismo de despacho actualmente utilizado por los CDECs presenta limitaciones para hacer un manejo eficiente del gas ante incertidumbres, que es el supuesto más realista para el caso chileno (dada la componente hidráulica y la creciente generación renovable). Además, es evidente que el mecanismo propuesto es superior al mecanismo estándar en relación al aprovechamiento del volumen de gas disponible al enfrentar incertidumbre. Los costos totales de operación para el caso ilustrado en la Figura 16 se reducen 8.5% y el gas se utiliza íntegramente, evitando tener que ventear los excesos.

A continuación se analizan los precios resultantes de la operación mediante el mecanismo propuesto y sus consecuencias en el margen operacional de la generación.

5.3 Mecanismos de pago

En esta sección se revisan dos aspectos importantes en relación con la metodología propuesta, a saber, los precios resultantes de la operación y la verificación de la necesidad de una compensación; y la revisión de los resultados de dos mecanismos de compensación alternativos.

5.3.1 Precios de la operación y la necesidad de establecer un mecanismo de compensación

La introducción de la restricción de utilización de energía de gas *take or pay* produce modificaciones en los precios de la energía del sistema. De hecho, los precios de la energía derivados del mecanismo propuesto no reflejan el costo de compra del gas *take or pay* (dado que este costo es representado como un costo fijo en la función objetivo y no variable). Se demuestra a continuación que esto podría producir problemas en la recuperación del costo de adquisición del gas, incluso cuando se importan volúmenes de gas óptimos para el sistema (en presencia de incertidumbre).

De hecho, para el caso ilustrado en la Figura 16 (derecha) donde la demanda efectiva en el corto plazo resultó ser 10% menor a la demanda utilizada en la proyección al momento de la compra del gas natural, los precios resultantes de la operación eficiente para todas las horas sería igual a 45 US\$/MWh. Esto se puede demostrar debido a que la unidad a carbón (con un costo variable de 45 US\$/MWh) se encuentra claramente subutilizada en todas las horas (para dar espacio al despacho del gas natural importado), estando disponible para abastecer 1 MW de demanda adicional si se requiriera. En este caso, donde el sistema (y el gas) está siendo despachado óptimamente, la producción de las unidades con contrato *take or pay* de gas es comercializado en el mercado spot a 45 US\$/MWh, lo cual no permitiría recuperar el costo medio de importación del gas natural de 60 US\$/MWh. Esto se traduciría en una pérdida en términos del margen operacional de -15 US\$/MWh. Es importante mencionar que esta pérdida en el margen operacional se hubiera producido incluso si el error en la proyección de demanda hubiera sido del 0.01% (y no del 10%) y esto se analizará más detenidamente en la siguiente sección.

Es importante mencionar también que si, por el contrario, la demanda en el corto plazo fuera 10% mayor a la demanda utilizada en la proyección al momento de la compra del gas natural, los precios resultantes serían del orden de 200 US\$/MWh (i.e. igual al costo variable del fuel oil), produciéndose una ganancia neta en términos del margen operacional para la unidad Ptop igual a 140 US\$/MWh.

Del análisis de los escenarios anteriores se desprende que existirán situaciones en que el generador gasífero enfrentará una pérdida económica en términos del margen

operacional, incluso cuando importe un volumen óptimo de gas y uno de los parámetros del sistema (demanda, hidrología, generación renovable, disponibilidad de las unidades, etc.) cambie con respecto al valor proyectado al momento de la compra del gas, dada la incertidumbre natural del sistema. Si bien, es esperable que existan ganancias menores cuando el pronóstico inicial y la realidad de corto plazo no coinciden, la existencia de altas penalizaciones en la forma de márgenes negativos en la operación (que no permitirían recuperar el costo del gas natural importado), incluso para errores muy reducidos en la proyección de los parámetros del sistema, hace razonable proponer una compensación. Esta compensación se plantea como un mecanismo que permita viabilizar la importación de gas a niveles deseados (y potencialmente especificados) por el CDEC (mediante la ejecución del mecanismo de largo plazo propuesto en la Figura 15).

A continuación, la Figura 17 muestra el efecto en el margen operacional de la unidad Ptop (curva gris) al importar distintos niveles de gas natural. La abrupta caída del margen operacional cuando éste es infinitesimalmente mayor al valor óptimo (que es donde se produce el mínimo costo del sistema –curva naranja–), ilustra la necesidad de una compensación para viabilizar la importación de gas a niveles deseados (y potencialmente especificados) por el CDEC y no perjudicar a las unidades a gas *take or pay*.

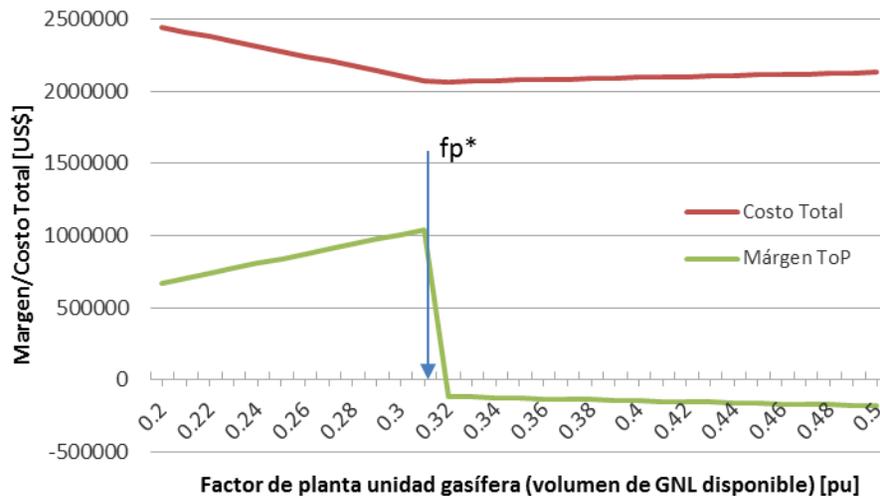


Figura 17: Margen del generador gasífero y costo total de operación como función del volumen de gas disponible en el sistema.

Por último es importante mencionar que las compensaciones solamente deberán ser entregadas si se importa un volumen de gas deseado o establecido por el CDEC. Esto crea la necesidad de crear una etapa en la planificación de la operación donde el CDEC determine la demanda por gas natural del sistema y así indique qué contratos *take or pay*

serán necesarios para una operación eficiente del sistema en el mediano y largo plazo. Esto se explicará más profundamente en el Capítulo 6 de este informe.

5.3.2 Tipos de compensaciones a considerar

Se consideran, por ahora, dos tipos de compensaciones para evitar la existencia de un margen operacional negativo por parte del generador operando con gas *take or pay*:

- A. Aumento de los precios observados por el generador gasífero en las horas que éste enfrente un margen operacional negativo de tal manera que su margen operacional horario resulte nulo²⁷ (considerando el costo medio de abastecimiento, e.g. 60 US\$/MWh como referencia). Esto es equivalente a pagarle una compensación al generador gasífero igual a su margen negativo (y no alterar el precio spot del mercado eléctrico).
- B. Aumento de los precios observados por todos los generadores del mercado en las horas donde el generador gasífero enfrente un margen operacional negativo de tal manera que el margen operacional horario de la unidad Ptop resulte nulo (considerando el costo medio de abastecimiento, e.g. 60 US\$/MWh como referencia). Esto es equivalente a subir el precio spot del mercado eléctrico e igualarlo al costo variable del generador gasífero.

Para observar los efectos de los esquemas de compensación descritos en el literal anterior (A y B), se considerará una condición donde se importe un 5% más de gas con respecto a la cantidad adaptada a la demanda base (considerando el sistema de la Tabla 7 y una demanda máxima de 2,2 GW con un factor de carga de 88% -caso base). Esta condición se ilustra en la Figura 18 donde es necesario aumentar el precio de venta del gas de 45 US\$/MWh (línea azul) en 15 US\$/MWh (línea azul punteada) para compensar a la unidad Ptop y evitar que incurra en un margen operacional negativo. En este caso, la unidad Ptop recibirá un margen operacional nulo al igual que Pc.

²⁷ Un caso de margen operacional nulo corresponde a una situación donde los ingresos recibidos por un generador en el mercado spot cubren exactamente sus costos de operación, incluyendo el combustible.

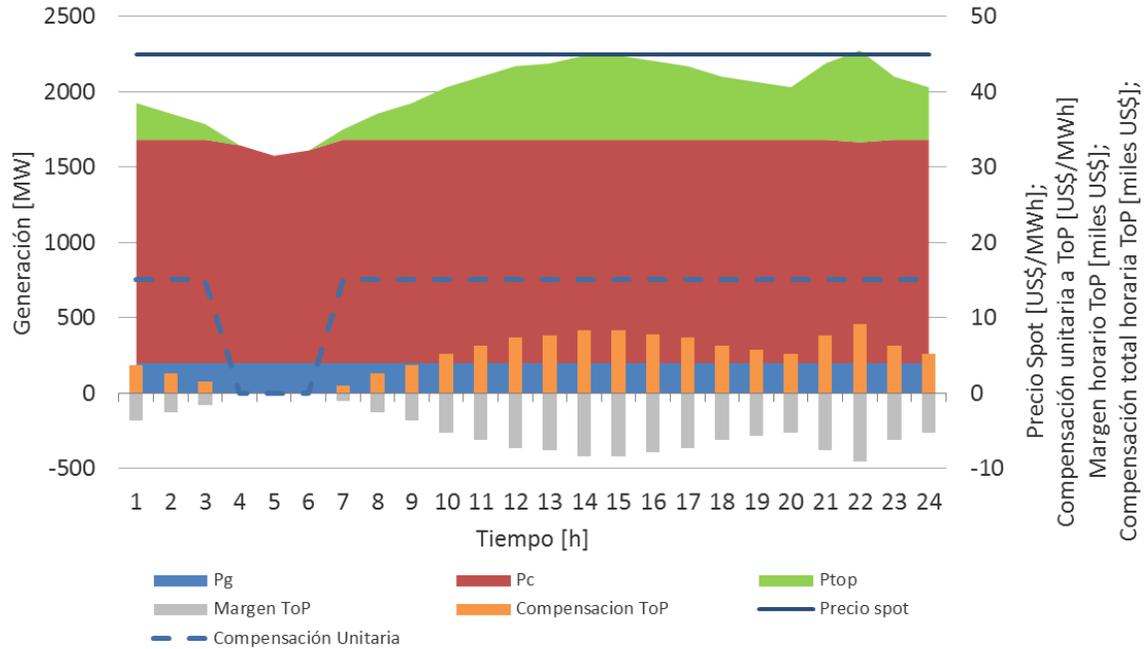


Figura 18: Estructura del despacho, precios y compensaciones identificadas para el esquema de compensación A.

Alternativamente, se puede utilizar este aumento de precio (igual a 15 US\$/MWh durante las horas donde la unidad Ptop produce energía) para incrementar el precio spot que percibe todo el mercado (i.e. generadores y consumidores). En este caso, la unidad Ptop recibirá un margen operacional nulo, mientras que todos los generadores inframarginales recibirán un margen operacional estrictamente positivo. La Figura 19 presenta la estructura de despacho, las compensaciones pagadas hora a hora a cada uno de los generadores inframarginales en base al monto unitario de compensación definido.

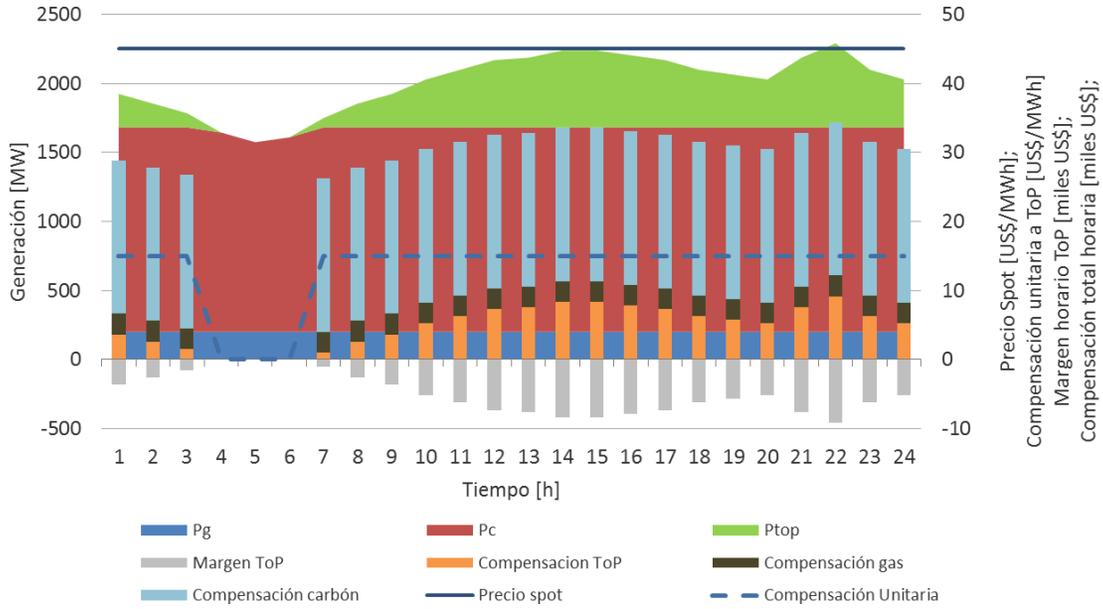


Figura 19: Estructura del despacho, precios y compensaciones identificadas para el esquema de compensación B.

La Tabla 9 presenta el monto de compensación pagado al generador *take or pay* y los márgenes percibidos por cada agente considerando las compensaciones resultantes de cada esquema.

	Margen Pg	Margen Pc	Margen Ptop	Compensación Take or Pay	Compensación Total	Pago Demanda ²⁸
Sin Compensación	211.200	0	-118.800	0	0	2.162.475
Compensación A	211.200	0	0	118.800	118.800	2.281.275
Compensación B	274.200	466.830	0	118.800	648.630	2.811.105

Tabla 9: Márgenes de las unidades con presencia en el despacho y compensaciones para las alternativas de compensación consideradas (montos en US\$).

Es importante destacar que el costo de la compensación total aumenta de manera importante en el esquema B, el cual tendrá que ser cubierto por la demanda del sistema²⁹ (o de los retiros asociados). La decisión acerca de qué esquema de compensación es el más adecuado dependerá de qué tipo de señales de corto y largo plazo son las más

²⁸ Corresponde al pago de la demanda producto de la energía comprada al costo marginal del sistema más el volumen de la compensación definido en la columna anterior.

²⁹ La definición del tipo de prorrata que defina el tipo de demanda/retiro que debiera cubrir el costo de la compensación (e.g. aquellos con o sin contratos con generadores GNL) está fuera del alcance de este estudio. Por ejemplo, bajo el argumento que la compensación trae beneficios a todo el sistema, la prorrata debiera ser indiferente al tipo de retiro. Por otro lado, una tarificación más costo-reflectiva haría que los retiros con contratos de generadores GNL cubran los costos asociados al mecanismo de compensación.

adecuadas para los sistemas eléctricos en Chile. Por ejemplo, si bien el esquema A asegura en términos de la operación que ninguna unidad presente pérdidas económicas (en términos del margen de operación), éste puede presentar una señal de precio débil para las necesidades de expansión del sistema.

5.3.2.1 Otras consideraciones del esquema de compensaciones

Acerca de las indisponibilidades forzadas

Ningún esquema de compensación debiera compensar a una central GNL por márgenes negativos que resulten de un nivel anormalmente alto de indisponibilidades del productor gasífero. La finalidad de la compensación es remunerar a un generador que, siendo parte de la solución económica del sistema determinada por el CDEC de manera anticipada, no puede recuperar sus costos asociados al combustible. Si las pérdidas económicas son a causa de una mala estrategia de mantenimiento de la unidad de generación que resulta en un nivel de indisponibilidad forzada anormalmente alto, éstas no debieran ser compensadas por el CDEC.

Acerca de las sobre-rentas de la generación con contratos *take or pay*

Los esquemas de compensación planteados en este informe resultan en una reducción del riesgo que enfrenta el sector de generación gasífero. Las condiciones de incertidumbre asociadas al mercado eléctrico y de gas, que podrían resultar en márgenes operacionales negativos para las centrales de ciclo combinado, son eliminadas a través de un esquema de compensación. Esta reducción en los niveles de riesgo para la generación con contratos *take or pay* de GNL podría tener una contrapartida donde se establezca un pago a la demanda/retiros por parte de los generadores beneficiados por el esquema de compensación, en la medida que éstos se vean beneficiados por márgenes muy positivos en condiciones particulares del sistema (e.g. hidrología favorable). Este pago de los generadores a la demanda/retiros se podría entender como *el valor de la prima* asociada a la cobertura de riesgos resultante del mecanismo de compensación.

5.4 Flexibilidad extra de sistemas hidro-térmicos con embalses de gran tamaño

En un sistema hidrotérmico con embalses de gran tamaño es posible hacer una mejor coordinación de la gestión del agua embalsada con la del gas, y así contar con una cobertura más eficiente ante riesgos hidrológicos. Por ejemplo, en un sistema con pequeños embalses la importación de gas en combinación con la ocurrencia de una hidrología muy húmeda, típicamente llevaría a que las centrales que utilizan GNL (ya importado) desplacen el uso de cualquier otro combustible (tanto más caros como más económicos), con el fin de hacer máximo provecho de la abundancia de agua y gas en el sistema. En un sistema con grandes embalses, en cambio, se puede hacer uso de todo el gas importado al mismo tiempo que se minimiza la generación hidráulica. La minimización de la generación hidráulica permitiría aprovechar el despacho de generadores que utilizan combustibles más baratos (e.g. carbón) y embalsar los excesos de agua (asumiendo que existe gran capacidad de embalse en el sistema). El agua embalsada permitiría, en el siguiente periodo (e.g. 4, 6 o 12 meses más), desplazar el uso de combustibles más caros (e.g. diesel) y para esto sería necesario reducir las importaciones de GNL como medida temporal.

De hecho, la coordinación del almacenamiento del agua con las importaciones de gas a través de múltiples periodos aprovechando la potencialmente alta capacidad de embalse de un sistema, podría reportar importantes beneficios económicos como se ilustra a continuación. La Tabla 10(a) muestra el despacho económico de un sistema hidrotérmico³⁰ en dos periodos consecutivos (en este caso un año es un periodo) donde el primero corresponde a una hidrología húmeda (disponibilidad de 90% de Ph que representa a la central hidroeléctrica de embalse) y el segundo corresponde a una hidrología media (disponibilidad de 80% de Ph), y donde no hay coordinación gas-electricidad multi-periodo. La Tabla 10(b) muestra el despacho económico en las mismas condiciones, pero con coordinación multi-periodo.

³⁰ El sistema tiene los siguientes parámetros:

- Demanda es la misma de los ejemplos anteriores: peak de 2,2 GW con un factor de carga de 88%.
- Unidades con capacidades iguales a 700, 1000, 1000, 300 y 300 MW, para Ph, Pc, Ptop, Pfo y Pd, y mismos costos variables de Tabla 7.
- Costo unitario de contrato *take or pay* de 80 US\$/MWh.
- Volumen de GNL a importar el primer año es de 3,87 TWh/año, equivalente a un factor de planta de 44,23% para la unidad Ptop.
- Hidrología baja, media y húmeda se traducen a un factor de planta de 0,7; 0,8 y 0,9, respectivamente para Ph.

	Hidrología Alta			Hidrología Alta		
		MWh/día	fc %		MWh/día	fc %
<u>Primer año</u>	Dem	48055		Dem	48055	
	Ph	15120	0,9	Ph	13440	0,8
	Pc	22320	0,93	Pc	24000	1
	Ptop	10615	0,44	Ptop	10615	0,44
	Pfo	0	0	Pfo	0	0
	Pd	0	0	Pd	0	0
<u>Segundo año</u>	Hidrología Media			Hidrología Media		
		MWh/día	fc %		MWh/día	fc %
	Dem	48055		Dem	48055	
	Ph	13440	0,8	Ph	15120	0,9
	Pc	24000	1	Pc	24000	1
	Ptop	10615	0,44	Ptop	8935	0,37
	Pfo	0	0	Pfo	0	0
	Pd	0	0	Pd	0	0
	Costo MUS\$/día	1,89		Costo MUS\$/día	1,86	

+0,1
almacenamiento
de agua

Tabla 10: Despacho (en MWh/día) y factor de planta de las unidades, sin (a- izquierda) y con (b – derecha) coordinación embalse-gas multi-periodo.

La Tabla 10(a) muestra que una coordinación entre la política de embalses y las importaciones de GNL permite una mejor utilización del carbón durante el primer año, mediante un mayor nivel de almacenamiento de agua. Esto produce la presencia de mayores recursos hidroeléctricos durante el segundo año que permitirá reducir los costos totales de abastecimiento. En este caso, coordinar la gestión del agua con la del GNL y utilizar la capacidad de almacenamiento multi-periodo, reportaría un ahorro neto de 30 000 US\$/día³¹. Más aún, Tabla 11 y Tabla 12 demuestran que la política de importar menos gas después de una hidrología húmeda tiene beneficios económicos en cualquier escenario hidrológico del segundo año.

³¹ Diferencia de costo total en los dos años (en términos US\$/día) entre los casos con y sin coordinación.

		Hidrología Alta									
		MWh/día	fc %								
<u>Primer año</u>	Dem	48055									
	Ph	15120	0,9								
	Pc	22320	0,93								
	Ptop	10615	0,44								
	Pfo	0	0								
	Pd	0	0								
<u>Segundo año</u>	Hidrología Baja		Hidrología Media		Hidrología Alta						
	MWh/día fc %		MWh/día fc %		MWh/día fc %						
	Dem	48055	Dem	48055	Dem	48055					
	Ph	11760	0,7	Ph	13440	0,8	Ph	15120	0,9		
	Pc	24000	1	Pc	24000	1	Pc	22320	0,93		
	Ptop	10615	0,44	Ptop	10615	0,44	Ptop	10615	0,44		
	Pfo	1680	0,233	Pfo	0	0	Pfo	0	0		
	Pd	0	0	Pd	0	0	Pd	0	0		
	Costo MUS\$/día	2,06		1,89		1,85					

Tabla 11: Despacho (en MWh/día y factor de planta de las unidades) sin coordinación embalse-gas multi-periodo.

		Hidrología Alta								
		MWh/día	fc %							
<u>Primer año</u>	Dem	48055								
	Ph	13440	0,8							
	Pc	24000	1							
	Ptop	10615	0,44							
	Pfo	0	0							
	Pd	0	0							
<u>Segundo año</u>	Hidrología Baja		Hidrología Media		Hidrología Alta					
	MWh/día fc %		MWh/día fc %		MWh/día fc %					
	Dem	48055	Dem	48055	Dem	48055				
	Ph	13440	0,8	Ph	15120	0,9	Ph	16800	1	
	Pc	24000	1	Pc	24000	1	Pc	22320	0,93	
	Ptop	8935	0,37	Ptop	8935	0,37	Ptop	8935	0,37	
	Pfo	1680	0,233	Pfo	0	0	Pfo	0	0	
	Pd	0	0	Pd	0	0	Pd	0	0	
	Costo MUS\$/día	2,03		1,86		1,82				

+0,1
almacenamiento
de agua

Tabla 12: Despacho (en MWh/día y factor de planta de las unidades) con coordinación embalse-gas multi-periodo.

5.5 Marco teórico de la propuesta

Los ejemplos anteriores en este capítulo ilustran la aplicación de conceptos ampliamente conocidos en el estado del arte de la operación de sistemas y mercados eléctricos. Primero, los modelos de operación que integran los sectores de gas y electricidad (y por lo tanto que reconocen las restricciones del sistema y mercado gasífero en el despacho del sistema eléctrico) han sido extensamente publicados, y se observan grados de integración en la operación real de los sistemas de Brasil, New England y Pennsylvania-Jersey-Maryland (PJM) [13], [14], [15]. Además, se espera que esta integración tome mayor relevancia a futuro con la entrada masiva de generación renovable intermitente [16]. Segundo, es reconocido en la práctica de operación de mercados eléctricos y en la literatura especializada, que ciertas restricciones en la operación del sistema eléctrico (como los mínimos técnicos, regulación de voltaje, regulación de frecuencia, restricciones de gas) crean la necesidad de compensar aquellas unidades que son forzadas a operar en situaciones donde el precio spot asociado a las ventas de energía no puede costear el costo variable de la unidad. Esta práctica es bien conocida en Chile para el caso de la operación a mínimo técnico y otras situaciones especiales de seguridad (como la prueba de unidades) y se aplica para un sinnúmero de situaciones en mercados como PJM, incluyendo la operación forzada debido a restricciones de gas natural [14]. La teoría asociada a las dos compensaciones que se proponen en la Sección 5.3 se puede encontrar descrita en detalle en [14] y [17]. Tercero, los conceptos fundamentales para la coordinación entre el uso del gas con contratos *take or pay* y los embalses de un sistema hidrotérmico se pueden encontrar en [12] y [13], y se aplican en sistemas como el brasilero.

La propuesta a continuación, si bien ha sido diseñada especialmente para el problema en el mercado eléctrico chileno, se basa en conceptos conocidos y aprobados por expertos a nivel internacional, como se señaló anteriormente.

6 Diseño de mercado propuesto en la práctica

De acuerdo a lo expuesto en las secciones anteriores, una correcta planificación de la operación del sistema en presencia de contratos con cláusulas *take or pay* requiere de varias etapas de decisión que permitan determinar anticipadamente (a la operación de corto plazo) el volumen óptimo de gas para el sistema. La forma en que se debe utilizar el gas y los pagos a las unidades correspondientes deben determinarse en una etapa posterior y más próxima a la operación, considerando que el volumen de gas comprometido (y determinado anticipadamente) deberá remunerarse, al menos, con un margen operacional igual a cero (e.g. en caso de hidrologías húmedas). El despacho óptimo del sistema en el corto plazo debe incorporar de manera explícita la restricción de volumen del gas disponible y el costo del contrato en la forma de un costo fijo en la función objetivo.

Cabe notar que la integración del mecanismo propuesto en la operación del mercado eléctrico nacional requerirá de la creación o modificación de algunos procedimientos en distintas instituciones que regulan y operan el sistema (e.g. procedimientos del CDEC). Asimismo, el mecanismo propuesto involucrará el desarrollo de nuevos modelos y la modificación de algunas herramientas de planificación de la operación existentes en el sistema (e.g. modificación del modelo PLP³²).

En la Figura 20 se presenta el conjunto de pasos necesarios para la planificación eficiente de la operación del sistema considerando la existencia de contratos de GNL con cláusulas de tipo *take or pay*. La Figura 20 muestra que primero el CDEC debería determinar el volumen óptimo de gas que el sistema necesita para operar de manera óptima durante el periodo siguiente (e.g. el año siguiente³³ o los 6 siguientes meses, etc.). Este proceso se lleva a cabo mediante una licitación competitiva para determinar cuáles contratos de GNL (de un conjunto de contratos ofertados) son eficientes para el sistema. Una vez determinado el volumen óptimo, se programa de forma dinámica (e.g. mensualmente, bi-semanalmente, etc.) las entregas del gas (casado previamente en la etapa de licitación), determinando el arribo de los barcos a lo largo del año (y, si es necesario, el redireccionamiento en caso que las condiciones de operación sean muy distintas a las pronosticadas inicialmente). Posteriormente, en cada semana del año se realizaría una planificación de largo plazo utilizando el modelo PLP modificado para incluir la restricción de volumen de gas y la información de entregas de gas, obteniendo los costos futuros de

³² Modelo PLP es el utilizado en el CDEC-SIC para la coordinación hidro-térmica y utiliza la conocida técnica de descomposición SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*).

³³ Las ilustraciones en este informe para la gestión óptima del gas son realizadas, por comodidad y claridad, sobre un horizonte anual. No obstante, es necesario hacer más estudios para determinar el periodo sobre el cual es necesario realizar la gestión óptima del gas.

los embalses y la utilización de gas semanal. Los resultados de la programación de largo plazo se utilizan como input para la programación de corto plazo mediante el modelo PCP modificado (que incluye restricción de volumen disponible del gas *take or pay*), donde se obtiene como resultado la programación horaria de la operación del sistema. Finalmente, se calcularán las compensaciones necesarias para asegurar la recuperación de los costos de operación a las unidades con contratos *take or pay* que resultaron seleccionadas en la licitación. Cada uno de los procesos es explicado en detalle en la siguiente sección 6.1.

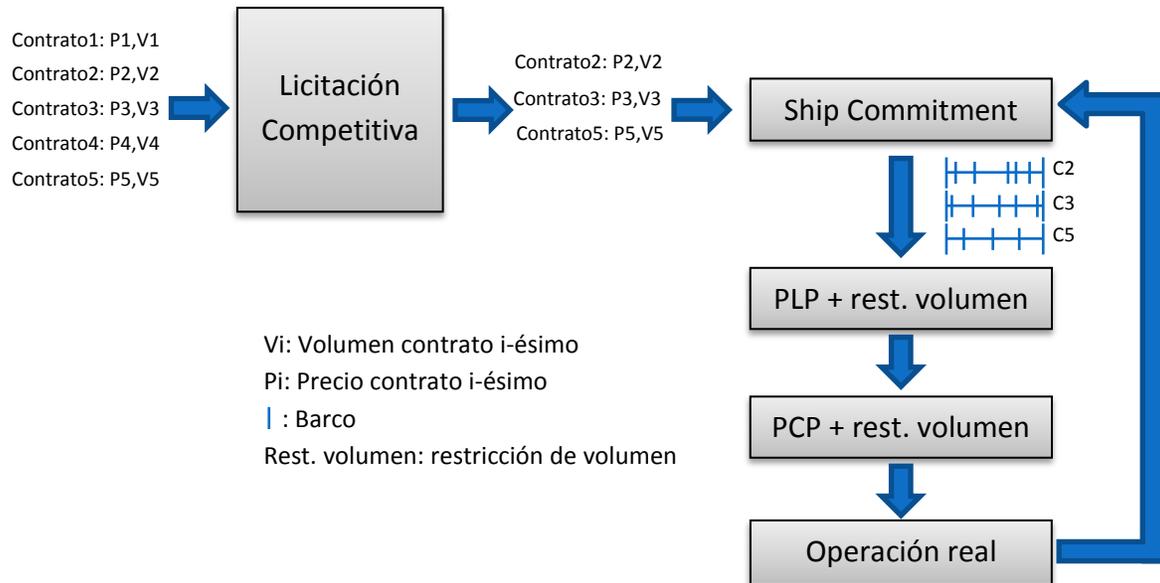


Figura 20: Esquema para la representación del flujo de actividades asociada a la programación de la operación considerando el mecanismo propuesto.

6.1 Licitación competitiva

El mecanismo de licitación o selección de contratos de gas natural en modalidad *take or pay* corresponde a un esquema de uso de GNL que persigue que las generadoras que cuenten con este tipo de contratos o que deseen establecerlos en el futuro, puedan presentar sus contratos para que la CNE (que podría contemplar ayuda de la dirección de operación del CDEC -DO-) defina cuáles de ellos puedan participar en la asignación de volumen óptimo de este recurso de acuerdo al mérito económico del contrato suscrito con el suministrador.

Para aprovechar los contratos *take or pay* más eficientes, promover la competencia y transparencia, y resolver de manera ordenada el problema dinámico asociado a la incorporación de nuevas unidades con contratos *take or pay* (o negociación de nuevos contratos de combustible *take or pay*), los generadores pueden informar sus contratos

take or pay al inicio de cada año³⁴, participando en un proceso de licitación. Con esto las unidades de gas seleccionadas en la licitación podrían asegurar su despacho y su participación en el mecanismo de compensaciones.

Adicionalmente, es posible diseñar procesos de casación (i.e. subastas) que no exijan al oferente contar con un contrato *take or pay* al momento de la oferta, de tal modo que las generadoras que quieran establecer futuros contratos *take or pay* puedan incluir a su suministrador de gas en una oferta estratégica. La idea detrás de esto es flexibilizar el mecanismo a través de un proceso de oferta que permita la negociación y firma de un contrato *take or pay* entre las partes (i.e. generador – suministrador de gas) solamente en caso que la oferta sea seleccionada por la CNE/CDEC.

Este proceso sería en un principio de carácter voluntario; quienes no deseen participar podrían seguir operando del mismo modo que lo hacen al día de hoy (informando costo de combustible unitario), pero corriendo el riesgo de que no sean despachados o de no ser compensados. En el futuro y de mantenerse un mercado secundario del gas no desarrollado, el proceso de subasta podría volverse obligatorio para asegurar la operación a mínimo costo del sistema.

Para operar mecanismo de licitación, las empresas deben entregar la siguiente información específica:

- a) Estructura de los contratos bajo modalidad *take or pay* suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los períodos en que aplican. Se deberán declarar las flexibilidades y las disponibilidades asociadas a la entrega de gas con el fin de determinar, con visión sistémica, aquellas variables relacionadas con la flexibilidad de la importación de gas.
- b) Precio e indexación de los contratos *take or pay* de aquellas centrales que participen del mecanismo.

La metodología que permite determinar las asignaciones de participación en el mecanismo de cada una de las generadoras que voluntariamente desea participar en él, consiste en analizar las combinaciones de contratos *take or pay* en un horizonte de un año³⁵, de modo de verificar el conjunto total de alternativas disponibles. Esta optimización combinatorial considera la información de indexación de costos asociada a los contratos presentados y determina el conjunto de contratos (del total ofertado) que son óptimos

³⁴ U otro periodo definido para efecto de la licitación. Por ejemplo, la presentación de contratos u ofertas se puede realizar y casar con una anticipación de tres meses previo al despacho.

³⁵ U otro periodo definido para efecto de la subasta. Por ejemplo, el compromiso de despacho podría durar sólo por 6 meses.

desde el punto de vista de la operación de largo plazo, enfrentando varias incertidumbres, especialmente con respecto a las hidrologías del sistema.

La subasta sería esencialmente un problema de predespacho con variables binarias asociadas al compromiso por parte de la CNE/CDEC de despachar un volumen determinado de gas natural (ver Figura 15) y pagar una compensación económica en caso de ser necesario. La adjudicación conjunta de ofertas proveniente de distintos generadores sería la combinación de contratos *take or pay* (i.e. ofertas) que minimiza el costo total de generación en un horizonte establecido (e.g. un año). Este proceso de subasta conjunta aseguraría que los volúmenes asociados a los contratos *take or pay* comprometidos en la programación de la operación de largo plazo por parte de la CNE/CDEC, son eficientes a nivel sistémico. Complementariamente, la CNE/CDECs puede informar al mercado (con anticipación a la licitación) acerca de los niveles de gas necesarios para la operación económica del sistema en el mediano y largo plazo presentando un volumen a subastar o curva de demanda sensible al precio.

Es importante que el subastador tenga una visión global de la demanda de gas, con el fin de considerar, por ejemplo, correlaciones de las necesidades de gas desde distintos sectores (eléctrico, industrial, residencial, etc.) y posibles transacciones entre mercados como medida de control ante la ocurrencia de distintos eventos, especialmente climáticos e hidrológicos. Esta visión y manejo global le permitiría al subastador mitigar de mejor manera los riesgos asociados a los volúmenes de GNL a importar y por esto se propone a la CNE como ente subastador.

6.2 Ship commitment

Una vez determinado los contratos eficientes, se debe programar detalladamente el arribo de los barcos a lo largo del año (u otro periodo a realizar la subasta)³⁶. Cada contrato puede presentar una cierta cantidad de barcos con fechas de entrega fijas y otros que permiten cierta flexibilidad y estos últimos deben programarse teniendo en cuenta las condiciones futuras de operación del sistema. Debido a que ciertas condiciones de operación pueden cambiar a lo largo del año (e.g. afluentes, costos de combustibles), esta planificación se debe realizar en forma dinámica, por ejemplo una vez al mes, pudiendo posponer/re-direccionar o adelantar barcos sí así fuese necesario.

La programación del arribo de barcos se puede realizar, dependiendo del nivel de detalle, mediante un modelo de programación lineal entera mixta donde se utilice un conjunto de

³⁶ Si bien una cierta estimación del *ship commitment* podría ser realizada en la etapa de subasta, se considera necesario realizar una etapa posterior que permita hacer este ejercicio con un mayor nivel de detalle y considerando las particularidades de las condiciones en tiempo real.

variables enteras para definir el número de barcos a recibir en cada periodo de tiempo de la optimización.

6.3 Programación de la operación de largo plazo: PLP

Durante el proceso de cálculo de la programación semanal, el volumen total disponible y la llegada de los barcos para las centrales se agregan como parámetros y restricciones explícitas en el modelo PLP, con el objetivo de lograr la utilización eficiente del GNL contratado. Se obtendrá como resultado de este modelo la función de costo futuro de los embalses y el volumen de gas a utilizar por las centrales *take or pay* en cada semana.

6.4 Programación de corto plazo: PCP

La programación semanal entregará la información necesaria para realizar el predespacho de las unidades que conducirá a la información necesaria para determinar la política de operación. Este proceso de predespacho incluirá la información asociada a los resultados de la programación de largo plazo en forma de condiciones de borde y máximos y mínimos generables en cada etapa. Con la información resultante será posible construir la política de operación. Esta última deberá considerar, frente a modificaciones correctivas o intempestivas en el despacho, que los volúmenes de gas natural *take or pay* comprometidos deberán ser utilizados en los periodos asociados.

6.5 Compensaciones

Dada la naturaleza matemática del problema de operación propuesto (con costos fijos asociados al uso del gas natural), los costos marginales resultantes en la operación podrían resultar insuficientes para efectuar una remuneración adecuada (esto se discute con mayor detalle en el Capítulo 5). Por lo tanto, se podrían requerir un mecanismo complementario de pagos o compensaciones que, agregados a los pagos normales del mercado spot, permitan recuperar los costos de operación a las unidades con contratos *take or pay*.

6.6 Detalles de la implementación

6.6.1 Nivel de simplificaciones

El mecanismo descrito en la Figura 20 presenta etapas específicas que llevarían a una solución de despacho más eficiente. Si bien, el mecanismo de despacho propuesto tiene un mayor nivel de complejidad que el mecanismo actual, el capítulo siguiente demuestra que existen importantes beneficios económicos que justificarían cambiar las prácticas existentes. No obstante lo anterior, no está claro cuál es el beneficio marginal de cada etapa de la propuesta descrita en la Figura 20, lo que podría dar paso a considerar simplificaciones en la implementación del mecanismo como las siguientes:

- La licitación podría reemplazarse por un proceso más simple de *declaración de funciones de costo y restricciones de volumen* directamente desde las unidades generadoras al CDEC (similar a la práctica actual y así no sería necesario organizar una licitación formal mediante la CNE).
- El CDEC podría simplemente informar el despacho de las unidades GNL con anticipación, comprometiéndose a respetar este despacho informado en la operación real del sistema.
- La etapa de Ship Commitment se puede delegar a las empresas.

Si bien algunas de estas simplificaciones tienen desventajas (como por ejemplo, las ineficiencias que se podrían crear al ejecutar un despacho de unidades de GNL determinado con mucho tiempo de anticipación), no es claro cuál sería el costo asociado a estas desventajas y por lo tanto hasta qué punto se pueden aceptar simplificaciones (o se justifican las complejidades). Además, es importante considerar que un diseño simple tiende a ser más atractivo para nuevos inversionistas³⁷.

6.6.1.1 *El caso de Brasil*

El operador del sistema eléctrico brasileiro determina la operación de las unidades de generación considerando las restricciones impuestas tanto por el sistema gasífero (almacenamiento y flujo de gas por los pipelines) como por sus contratos que pueden contener cláusulas *take or pay*. Las características principales del mecanismo de coordinación del uso del gas natural con el resto de los recursos hidrotérmicos del sistema eléctrico son:

- Declaración de un precio único del gas natural al momento de participar en las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados. En la licitación de suministro a las distribuidoras, los ciclos combinados deben declarar la disponibilidad de su combustible junto con el precio de compra e indexación. Esta información es utilizada además para el despacho económico.
- El generador, si resulta adjudicado en las licitaciones de suministro con empresas distribuidoras, está expuesto a absorber la diferencia entre el costo real del gas y lo declarado al momento de las licitaciones de las distribuidoras.
- El operador del sistema realiza simulaciones de la operación futura usando los precios declarados en las licitaciones y determina el despacho de las unidades con

³⁷ Según [19], el diseño de mercado debe reconocer las complejidades y limitaciones reales del sistema físico; no obstante un diseño que es percibido ser más complicado de lo necesario, perderá atractivo para nuevos inversionistas, lo que es importante si nueva infraestructura es necesaria.

dos meses de anticipación. Esto le permite a los propietarios de las unidades comprar sus requerimientos de gas.

- El operador mantiene en la operación real del sistema, el despacho que proyectó de manera anticipada, aunque éste sea subóptimo para las nuevas condiciones del sistema.
- Las unidades deben contar con el suministro de gas requerido por el operador del sistema, de lo contrario se exponen a penalizaciones económicas.

El mecanismo brasilero se puede enmarcar dentro de los *principios* del mecanismo propuesto anteriormente en este informe y éste presenta varios detalles que podrían ser atractivos de analizar e implementar para el caso chileno.

6.6.2 Proceso de licitación y productos a licitar

Se deberán diseñar los detalles del mecanismo de licitación y sus productos asociados, incluyendo: varios contratos con distintos niveles de flexibilidad y duración, el momento de la licitación respecto al inicio de suministro, tipo de licitación (pay as bid, precio uniforme, combinatorial etc.), frecuencia de la licitación. Se puede considerar incluso la posibilidad de combinar las licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados (como en el caso de Brasil donde en este proceso es necesario justificar la disponibilidad del combustible junto con su medio de compra, precio e indexación), con la declaración de precio de combustible para efectos del despacho.

La licitación debería considerar además un criterio claro que asigne la demanda de gas del sistema (o la responsabilidad de contratar ciertos volúmenes de gas) a cada uno de los generadores, considerando eventuales penalizaciones para aquellos generadores que no cuenten (al momento de la operación) con el combustible suficiente para cubrir las necesidades de gas identificadas por el CDEC. La presencia de un mecanismo de penalizaciones puede producir que los generadores participen proactivamente en la búsqueda de posibles suministradores que participen en la licitación e incluso permitir descentralizar el proceso de licitación y responsabilizar a cada uno de los generadores por sus necesidades de gas (que deben ser identificadas por el CDEC).

6.6.3 Grandfathering

Se recomienda establecer medidas regulatorias complementarias al mecanismo propuesto en este informe que permitan respetar y proteger los acuerdos ya existentes de los actuales generadores con contratos *take or pay*. Por ejemplo, es posible aplicar el nuevo conjunto de reglas propuesto en este informe solamente a los nuevos contratos que

busquen abastecer el residual de la demanda por GNL³⁸ (que apliquen a aquellos generadores que actualmente no cuentan con contratos por suministro firme de gas), siendo voluntario para aquellos que ya poseen contratos *take or pay*.

Dado a que el nuevo esquema produce beneficios evidentes para los generadores que importan GNL mediante un mecanismo de pagos complementarios en caso que el precio spot de la electricidad disminuya (lo cual puede ocurrir por hidrologías húmedas u otros factores, incluyendo una mayor importación de GNL a precios más eficientes), parte de los actuales generadores con contratos *take or pay* podrían estar interesados en acceder a los nuevos beneficios sin perder el beneficio otorgado por el *grandfathering* sobre el volumen de GNL abastecido (y que no participa en la licitación). Esto puede crear oportunidades de negociación entre el regulador y los actuales generadores que importan GNL, permitiendo realizar una transición más expedita hacia el nuevo esquema y más conveniente para ambas partes (regulador/sistema y generadores).

6.7 Mecanismos alternativos/complementarios de coordinación

Mecanismo alternativo al propuesto: planificación central

Alternativamente al diseño de mercado propuesto en éste capítulo, las importaciones de gas natural y el resto de las actividades referentes a la planificación de la operación de la infraestructura de GNL en Chile podría llevarse a cabo por un planificador central, e.g. CNE. Dada las dificultades que el esquema de mercado establece para entregar señales eficientes y que los participantes con contratos *take or pay* recuperen adecuadamente sus costos, podría ser razonable establecer un diseño de mercado más regulado (similar al de la transmisión) donde la coordinación de las actividades de largo y corto plazo recaigan en un planificador central (e.g. CNE podría determinar la cantidad a importar de GNL, mientras CDECs determinan el uso eficiente del volumen importado), y donde las ganancias del sector (GNL) estén en función de una tasa regulada, con propiedad privada de la infraestructura de generación que también podría ser centralmente planificada.

Mecanismo complementario al propuesto: mercado secundario

Alternativamente se podría formalizar un mercado regulado de GNL en el territorio nacional, el cual permita realizar importaciones eficientes de GNL para abastecer la demanda nacional de gas, incluida la de la infraestructura eléctrica. Así, los generadores podrían realizar compras de GNL en un mercado local dinámico, donde las empresas

³⁸ Demanda residual = demanda necesaria por el sistema menos el abastecimiento de los actuales contratos.

importadoras de gas se preocupen de crear las coberturas necesarias mediante instrumentos financieros como seguros y contratos con otros sectores que necesitan GNL, aprovechando la infraestructura de transporte nacional e internacional. La existencia de un mercado como éste permitiría transar los excesos o déficit de gas (derivados de la actividad del sector eléctrico) con otros sectores de la industria (a nivel nacional e internacional), aprovechando más eficientemente el recurso (que, por ejemplo, la alternativa de desplazar generación a carbón) y minimizando el riesgo de la actividad de importación.

7 Implementación en PLP

Para demostrar la aplicabilidad de la propuesta descrita en este informe, se modificó la herramienta de coordinación hidrotérmica PLP (ver Anexo) para reconocer la existencia y gestión de un contrato *take or pay* en el sistema eléctrico real. Para esto se modeló un estanque de almacenamiento, tren de barcos y un set de centrales asociadas al contrato. Además, se incorporó el costo de contrato *take or pay* como un costo fijo dentro de la función objetivo y se agregaron las restricciones de capacidad de almacenamiento y disponibilidad de gas. Esto se ilustra en la Figura 21 que muestra gráficamente la modelación en PLP de la cadena de suministro energética asociada al contrato *take or pay* (llegada de barcos al terminal de regasificación, donde se recibe el GNL, almacena, regasifica y transporta³⁹ a través de la red de transporte o *pipelines* hasta las centrales de ciclo combinado que transforman la energía en electricidad, la cual es nuevamente transportada a través de la red eléctrica hasta el consumidor final).

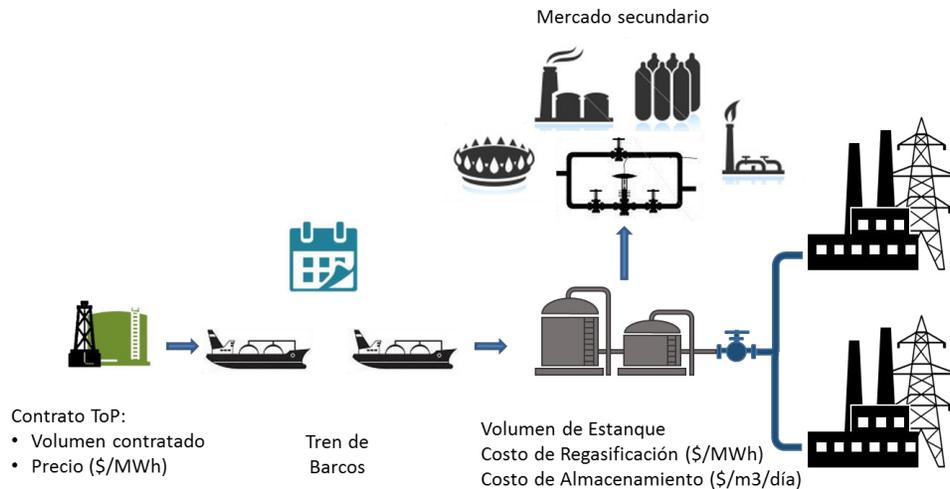


Figura 21: Diagrama del sistema implementado en PLP

7.1 Necesidad por mayores importaciones de GNL

En la actualidad, varios ciclos combinados utilizan diésel para producir electricidad en el SIC. Si bien, es evidente que una mayor importación de GNL en el SIC permitiría que varios ciclos combinados operasen más eficientemente desplazado su actual combustible diésel por gas, también existiría el riesgo de importar un volumen de GNL mayor al necesario,

³⁹ La herramienta programada también permite representación del mercado secundario del gas hacia donde se realizan ventas o “vertimientos” de gas a un precio dado.

por ejemplo, en el caso que ocurra una hidrología más húmeda de la esperada⁴⁰. Esto claramente dificulta la decisión de importación de GNL.

En este contexto, es posible utilizar la nueva herramienta PLP para demostrar si es beneficioso (o no) aumentar los niveles de contratación de GNL en la modalidad *take or pay* en el sistema. La siguiente evaluación preliminar demuestra que los costos esperados totales del SIC disminuirían si un mayor volumen de GNL es importado en la modalidad *take or pay*, a pesar de los sobrecostos incurridos en hidrologías húmedas (donde parte de la generación a carbón –o hidroeléctrica de embalse– se desplazaría por generación GNL⁴¹).

Demostración preliminar

Se evaluaron dos niveles distintos de importación mediante contratos *take or pay* para el SIC: una situación se asume similar a la actual y otra con una cantidad mayor de importación de GNL con contratos *take or pay*.

En el primer caso de estudio, se considera un contrato *take or pay* que abastece las centrales San Isidro 1 y 2, con las siguientes características:

- Volumen anual del contrato: 1165,07 miles de m3.
- Energía Contratada: 3475,65 GWh.
- Costo medio del contrato 80 US\$/MWh
- Potencia Instalada: 726,5 MW.

En el segundo caso de estudio, se aumenta el volumen de gas contratado y se considera que el contrato abastece las centrales San Isidro 1 y 2, y Nehuenco 1 y 2, con las siguientes características:

- Volumen anual del contrato: 1463,17 miles de m3.
- Energía Contratada: 4364,92 GWh.
- Costo medio del contrato 80 USD/MWh
- Potencia Instalada: 1428,6 MW.

⁴⁰ En esta condición, el gas no sería despachado 100% al menos que desplace carbón o generación hidroeléctrica de embalse.

⁴¹ Es importante destacar la asimetría en los premios y penalizaciones (desde el punto de vista del costo sistémico) de traer más gas en modalidad *take or pay*: el premio se produce cuando ocurre una hidrología seca y el gas se utiliza para desplazar combustibles caros como el diésel; y la penalización se produce cuando ocurre una hidrología húmeda y el gas se utiliza para desplazar carbón (en la medida que el GNL no se pueda “embalsar”, i.e. desplazar generación hidráulica de embalse). En la medida que el diferencial de precio entre el gas y el diésel sea mayor al diferencial de precio entre el carbón y el gas, se produce una asimetría favorable a la importación de gas.

Para ambos casos se asume un tren de barcos relativamente constante para la importación de GNL, con una disminución en la época nival (noviembre). El periodo de simulación se extiende desde junio 2014 a marzo del 2016. Para la modelación del sistema se consideró la información actualizada y reportada por el CDEC SIC, y un costo unitario del contrato *take or pay* de 80 US\$/MWh. La Tabla 13 resume los resultados obtenidos.

Caso	Energía Contratada [GWh]	Volumen GNL [M m ³]	Costo esperado de operación del SIC [MM US\$]
Actual nivel de importación GNL	3476	1165	1218
Importación GNL ampliada a Nehuenco 1 y 2	4365	1463	1140

Tabla 13: Costo anual de operación esperado del sistema para distintos volúmenes de GNL importado en modalidad *take or pay*.

La Tabla 13 muestra que al aumentar las importaciones de GNL en modalidad *take or pay* disminuye el costo esperado del sistema, a pesar del riesgo de tener excesos de gas durante la ocurrencia de hidrologías húmedas. De hecho, al incorporar el nuevo contrato *take or pay* para las centrales Nehuenco 1 y 2, el sistema puede absorber un volumen de gas que es 26% mayor con una reducción de un 6 % en los costos esperados de operación. La mayor importación de GNL permite reemplazar (principalmente) la generación con combustibles más caros (e.g. diésel, fuel oil), especialmente en horas de demanda punta.

7.2 Cálculo de precio spot y compensaciones

Como fue presentado en la sección 5.3, el despacho óptimo propuesto en este reporte requería del pago de ciertas compensaciones extras a las unidades de generación (aparte del costo marginal del sistema). Para esto se implementó en el SIC el cálculo de las dos compensaciones A y B presentadas en la sección 5.3.2.

- A. Aumento de los precios observados por el generador gasífero en las horas que éste enfrente un margen operacional negativo de tal manera que su margen operacional horario resulte nulo⁴² (considerando el costo medio de abastecimiento, e.g. 80 US\$/MWh como referencia).
- B. Aumento de los precios observados por todos los generadores del mercado en las horas donde el generador gasífero enfrente un margen operacional negativo de tal

⁴² Un caso de margen operacional nulo corresponde a una situación donde los ingresos recibidos por un generador en el mercado spot cubren exactamente sus costos de operación, incluyendo el combustible.

manera que el margen operacional horario de la unidad Ptop resulte nulo (considerando el costo medio de abastecimiento, e.g. 80 US\$/MWh como referencia).

La Tabla 14 y Tabla 15 resumen los resultados obtenidos por quintil hidrológico, donde el quintil 1 representa las hidrologías más secas y el quintil 5 las más húmedas. Se utilizan los siguientes datos de entrada:

- Volumen anual del contrato: 1463,17 miles de m3 (San Isidro 1-2 y Nehuenco 1-2).
- Energía Contratada: 4364,92 GWh.
- Costo medio del contrato 80 USD/MWh
- Potencia Instalada: 1428,6 MW.

De acuerdo a como se definen las compensaciones, estas ocurren principalmente cuando el valor del costo marginal del sistema es menor que el costo promedio del contrato take or pay, lo cual sucede con mayor frecuencia en hidrologías húmedas, donde el costo marginal de la energía es menor. Al contrario, mientras mayor es el costo marginal del sistema (hidrologías secas), la compensación tiende a cero. La Tabla 14 y Tabla 15 demuestran que la componente de compensación en el pago total de la demanda es del orden del 2% en promedio para la compensación del tipo A y 8% en promedio para la compensación del tipo B.

Al aplicar el esquema A, donde el aumento en el pago se realiza sólo para las centrales con contrato *take or pay*, la compensación representa en promedio un 2% del pago esperado de la demanda, y en el caso del quintil hidrológico más húmedo (donde el GNL debe desplazar además carbón), la compensación representa un 4% del pago total de la demanda.

Bajo el esquema B, la compensación representa en promedio un 8% del pago esperado de la demanda, y en el caso del quintil hidrológico más húmedo un 16%. En este esquema el aumento en el pago se realiza para varias centrales, lo que permite ampliar el margen operacional de las tecnologías más baratas en un 10% aproximadamente (e.g. carbón, ERNC, Hidráulicas).

Quintil	Carbón	GNL ToP	Diesel	Biomasa-Petroleo	Eólica	Fuel Oil	Hidro	Costo Total	Pago Demanda	% Compensación
1	1030	300	95	254	87	2,400	2650	1600	6430	0%
2	642	171	24	170	66	0,528	2250	1260	4990	1%
3	494	136	3	138	56	0,039	2100	1060	4430	2%
4	329	87	6	104	48	0,158	1850	971	3880	3%
5	224	65	1	84	40	0,015	1680	836	3410	4%
Promedio	544	152	26	150	59	0,627	2100	1140	4630	2%

Tabla 14: Márgenes operacionales por tecnología al aplicar la compensación A (montos en MM US\$ anuales).

Quintil	Carbón	GNL ToP	Diesel	Biomasa-Petroleo	Eólica	Fuel Oil	Hidro	Costo Total	Pago Demanda	% Compensación
1	1070	300	95	261	89	2,390	2740	1600	6540	2%
2	710	171	24	185	71	0,528	2430	1260	5220	5%
3	557	136	3	152	61	0,039	2290	1060	4640	7%
4	427	87	6	126	56	0,158	2140	971	4210	11%
5	342	65	1	112	50	0,015	2090	836	3870	16%
Promedio	620	152	26	167	65	0,627	2340	1140	4900	8%

Tabla 15: Márgenes operacionales por tecnología al aplicar la compensación B (montos en MM US\$ anuales).

7.3 Comparación con despacho estándar basado en costos declarados

A continuación, se determina el despacho para el sistema del ejemplo anterior considerando solamente la información del costo declarado, similar a la práctica actual en los CDECs (i.e. no se utiliza la información asociada al volumen de gas disponible en el horizonte de análisis para optimizar la gestión del gas). Al igual que en la sección anterior, se utilizan los siguientes datos de entrada para el SIC:

- Volumen anual del contrato: 1463,17 miles de m³ (San Isidro 1-2 y Nehuenco 1-2).
- Energía Contratada: 4364,92 GWh.
Esta información sólo se utiliza para determinar la disponibilidad de las unidades en tiempo real y verificar que exista suministro de gas (por ejemplo, si el gas se acaba tempranamente, la central se declara indisponible por el resto del periodo), pero no para optimizar la gestión del gas.
- Costo medio del contrato 80 USD/MWh
- Potencia Instalada: 1428,6 MW
- Costo unitario (fijo) *take or pay* de 80 US\$/MWh

Los resultados para esta metodología de operación se presentan en la tercera columna de la Tabla 16, donde se compara con los resultados de costos asociados a la propuesta realizada en este reporte (segunda columna).

Quintil	Método propuesto	Método costo declarado	Ahorro
1	1600	1660	4%
2	1260	1360	7%
3	1060	1200	12%
4	971	1230	21%
5	836	1270	34%
Promedio	1140	1350	16%

Tabla 16: Costos anual de operación de distintas alternativas (en MM US\$).

La Tabla 16 demuestra que en promedio la metodología propuesta reporta al sistema un ahorro del 16% de los costos totales, el cual podría alcanzar niveles del 34% en hidrologías húmedas, donde el gas podría resultar venteadado si no es utilizado eficientemente mediante un mecanismo como el propuesto. Aunque todo el gas resulta utilizado en las hidrologías secas bajo ambos mecanismos de despacho, el método propuesto hace una mejor gestión del gas, generando una cantidad mayor de energía eléctrica en las horas de punta y así produciendo un ahorro del 4% (quintil 1 en Tabla 16).

8 Conclusiones

Se ha realizado un análisis económico descriptivo de las componentes de costos de la cadena de suministro de GNL para generación eléctrica y las condiciones comerciales genéricas incluidas en una estructura de contrato del tipo *take or pay*, las cuales son de relevancia para efectos de la declaración de costos de combustible al CDECs para la planificación del despacho de centrales eléctricas.

Adicionalmente se ha descrito conceptualmente la problemática asociada a la utilización de contratos del tipo *take or pay* de GNL en la operación del sistema eléctrico. Los análisis preliminares del CE-FCFM muestran que existiría una incompatibilidad entre el modelo actual de declaración de costos variables y la gestión eficiente de combustibles con contratos *take or pay* en el despacho eléctrico en ausencia de mercados secundarios del gas⁴³. Una evidencia empírica de lo anterior es que el mecanismo actual de despacho y tarificación utilizado por los CDECs ha producido que los propietarios de unidades de generación en base a gas natural con contratos bajo la modalidad *take or pay* declaren costos variables altamente volátiles en el tiempo. Esta anomalía se debería a la dificultad que presenta el diseño del mercado eléctrico chileno y las reglas de despacho para hacer un uso eficiente del gas en el despacho económico, mediante el solo uso de un costo variable/unitario declarado y sin considerar los volúmenes disponibles del gas en la programación de la operación.

Más aún, la evidencia cuantitativa presentada en este informe en base a simulaciones demuestra que no es posible acomodar eficientemente el gas en el despacho eléctrico cuando las centrales con contrato *take or pay* declaran un costo unitario el cual es respaldado mediante costos estipulados en los contratos. Más aún, el verdadero *valor estratégico* del gas (el cual representa el *precio* del gas para efectos del despacho) no guardaría relación con el costo de abastecimiento ya que realmente depende de la disponibilidad y restricciones de uso del gas estipuladas en los contratos, información que no es utilizada actualmente por los CDECs para efectos de la programación de la operación.

Para resolver estos problemas se propone un nuevo diseño de mercado que permitiría mejorar la gestión del GNL en el despacho económico. El nuevo diseño de mercado considera reconocer en los modelos de despacho la cantidad de gas disponible para la operación. Se demostró mediante varios casos de estudios que el diseño de mercado

⁴³ Éste es un supuesto de análisis que se ha establecido para comprender a nivel fundamental la problemática y no un juicio del CE-FCFM acerca de la existencia o importancia de los posibles mercados alternativos del gas en Chile.

propuesto es robusto ante la incertidumbre asociada al sistema eléctrico, utilizando el gas de manera eficiente ante toda circunstancia. Se demostró también la necesidad de crear una compensación que permita viabilizar la importación de niveles de GNL que sean óptimos para el sistema, sin perjudicar a los participantes del mercado. Adicionalmente, se propone coordinar los criterios para embalsar el agua del sistema y maximizar el uso del gas en el despacho, sobre todo en condiciones donde es necesario utilizar el GNL para no ventearlo o transarlo en un mercado secundario.

La implementación del diseño de mercado propuesto requiere la ejecución de un amplio conjunto de pasos en varias escalas de tiempo, necesarios para la planificación eficiente de la operación del sistema. Estos pasos incluirían: una licitación para seleccionar contratos *take or pay* con la cantidad óptima para el sistema (en un horizonte de mediano y largo plazo); la coordinación del arribo de barcos con el GNL importado, asociado a los contratos seleccionado en la licitación; la programación de la operación del sistema eléctrico en el largo plazo y corto plazo, dado los contratos seleccionados y el calendario de barcos; y finalmente el cálculo de las compensaciones. El análisis preliminar del CE-FCFM pronostica importantes ahorros en la operación del SIC (doble efecto: ahorro del orden del 6% debido a una mayor importación de GNL, más un ahorro adicional del 16% asociado a la gestión eficiente del GNL en el despacho) si se implementase los principios propuestos⁴⁴.

⁴⁴ Ahorros determinados con una versión modificada del modelo PLP. Este modelo es el que utiliza el operador del SIC para realizar la coordinación hidrotérmica. La modificación del modelo PLP demuestra la escalabilidad de nuestra propuesta a los sistemas chilenos.

9 Referencias

- [1] V. Corbo y A. Hurtado, «Causas y consecuencias del problema energético en Chile: Una visión desde la macroeconomía,» *Puntos de referencia del Centro de Estudios Públicos*, 2014.
- [2] E. Sauma, «Modelación del Parque Generador Incorporando Administración de Stock y Despacho de GNL,» CNE, 2013.
- [3] Miguel Concha M, «Endesa acuerda con BG reducción de 40% en el precio que paga por el gas,» *Diario Economía y Negocios*, 5 Junio 2013.
- [4] Systepl, «Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING,» Junio 2013.
- [5] NORTON ROSE, «Issues in the global LNG value Chain,» 2012.
- [6] R. Herrera, «Acceso a GNL y su impacto sobre los costos de generación de energía eléctrica,» Foro SING 2013.
- [7] DICTUC, «Análisis de la estructura de costos del GNL regasificado,» CNE, 2011.
- [8] Panel de Expertos de la LGSE, «Dictamen N° 3, "Procedimiento DO: Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING",» 2011.
- [9] J. Villar y H. Rudnick, «Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Market Power,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 1, 2003.
- [10] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, *Ñom Lufke (Rayo Domesticado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Prentice Hall, Pearson Education, 2008.
- [11] CDEC-SING, «Declaración de los precios de combustibles a utilizar en la operación del SING,» 2011.
- [12] H. Rudnick, L. Barroso, G. Cunha y S. Mocarquer, «A Natural Fit,» *IEEE Power & Energy Magazine*, November 2014.
- [13] B. Bezerra, L. A. Barroso, R. Kelman, B. Flach, M. L. Latorre, N. Campodonico y M. Pereira, «Integrated Electricity–Gas Operations Planning in Long-term Hydroscheduling Based on Stochastic Models,» *Handbook of Power Systems I*,

Springer Berlin Heidelberg, pp. 149-175, 2010.

- [14] F. S. Bresler, «Energy and Ancillary Services Uplift in PJM,» *FERC Uplift Workshop*, 2014.
- [15] J. McCalley's, «Fuel Scheduling (Chapter 6),» *Apuntes de curso EE553: Steady-state analysis*, 2012.
- [16] P. Mancarella, «Integrated electricity and gas network analysis challenges and opportunities in low carbon energy systems,» *Workshop Gas-Electricidad, Santiago, Chile*, 2015.
- [17] G. Liberopoulos y P. Andrianesis, «Comparative Analysis of Pricing Schemes in Markets with Non-Convex Costs,» *IFORS, Barcelona, Spain.*, 2014.
- [18] MásEnergía, «Diagnostico y perspectivas para la operación de los terminales de GNL en Chile,» CNE, 2011.
- [19] R. Green, «Electricity Wholesale Markets: Designs for a low-carbon future,» 2008.

Anexo 1: PLP

En los sistemas eléctricos es fácil identificar las dos fuentes de generación principales; la generación térmica e hidráulica. Cada tipo de central cuenta con diferentes características, ventajas, limitaciones, volúmenes de producción, costos y capacidades de adaptación. La generación térmica cuenta con capacidad de generación que se puede asumir ilimitada en función del recurso (combustible fósil), sin embargo los costos de producción están asociados directamente al costo del recurso. La generación hidráulica por su parte, tiene un costo de operación bajo ya que el recurso que utilizan (agua) tiene costo nulo, en consecuencia estas plantas tienden a disminuir el costo de la energía del sistema. El gran inconveniente se produce debido a que la generación hidráulica que es posible almacenar es limitada, y de disponibilidad incierta. Por esto es necesario gestionar herramientas para administrar el recurso con el objetivo de utilizarlo de forma más eficiente, además de coordinar el funcionamiento del sistema con las fuentes disponibles. La coordinación de estos sistemas se conoce comúnmente como coordinación hidrotérmica (CHT) y tiene gran impacto en la definición de las políticas de operación y en los modelos de tarificación.

Las herramientas utilizadas para la CHT, normalmente funcionan en torno a un modelo de optimización para dar solución al problema, el cual es de gran dimensión, de naturaleza estocástica y de varios periodos. La tarea es optimizar la utilización de los recursos a modo de minimizar una función objetivo, la cual normalmente son los costos asociados a la producción de energía en el sistema en un horizonte determinado. La herramienta de CHT debe permitir un manejo racional del recurso hídrico teniendo en cuenta una ventana amplia de tiempo y determinar el uso óptimo de recursos los térmicos, considerando las incertidumbres propias del problema. Una mala administración del recurso donde no se reserve suficiente energía hidroeléctrica para el futuro en épocas de sequía, puede llevar a que los recursos térmicos no sean capaces de suplir la energía que el sistema requiere. El caso contrario se presenta cuando existan situaciones de afluentes grandes que provoquen vertimiento de agua en los embalses, desperdiándose recursos de costo nulo.

El operador del sistema eléctrico tiene como responsabilidad tomar las decisiones en este proceso, etapa tras etapa debe determinar la cantidad de agua que debe ser turbinada para no alcanzar situaciones de déficit de agua o vertimientos. Para la coordinación del sistema eléctrico chileno, el CDEC- SIC se apoya en la herramienta de Programación de Largo Plazo (PLP), la cual fue desarrollada por la empresa de generación COLBÚN S.A.

El problema de optimización visto de forma global cuenta con millones de restricciones y variables. Si se intentara resolver un problema de este tamaño, provocaría que no fuera posible abordarlo desde el punto de vista computacional. En consecuencia es necesario

descomponer el problema en etapas, con el objetivo de resolver problemas más pequeños que conlleven a solucionar el problema original.

El modelo PLP busca dar solución al problema de optimización del uso de recursos hidráulicos en un sistema hidro-térmico como el chileno en un horizonte de tiempo amplio (del orden de años de planificación). El problema tiene una componente estocástica muy importante – los afluentes al sistema hidráulico – lo cual, además del enorme volumen de información que se maneja en su construcción y a nivel de resultados, genera un problema sumamente complejo que obliga a recurrir a técnicas específicas de resolución. Éstas aún tienen espacios que están sujetos a discusión y a un sinnúmero de problemas no resueltos que transforman su aplicación en un proceso de adaptación a las características particulares que se estén enfrentando y a la aplicación, muchas veces discrecional, de aproximaciones para superarlas.

Las técnicas para resolver este problema han evolucionado hasta un punto donde una en particular se ha asentado como la frontera en el estado del arte, denominada programación dinámica dual estocástica. Esta técnica corresponde a una adaptación de un algoritmo general, conocido como descomposición anidada de Benders, al problema de despacho hidrotérmico de largo plazo. La naturaleza del problema en cuestión induce a que éste sea descompuesto en múltiples etapas, las cuales representan periodos de tiempo específicos. Entendiendo que para cada uno de estos periodos de tiempo hay una curva de demanda asociada, con su correspondiente característica de variación temporal (patrón diario, semanal, mensual), será necesario realizar una aproximación para manejar esta demanda variable: reducir la curva temporal a una curva de duración de carga, la cual califica para ser separada en bloques de demanda constante.

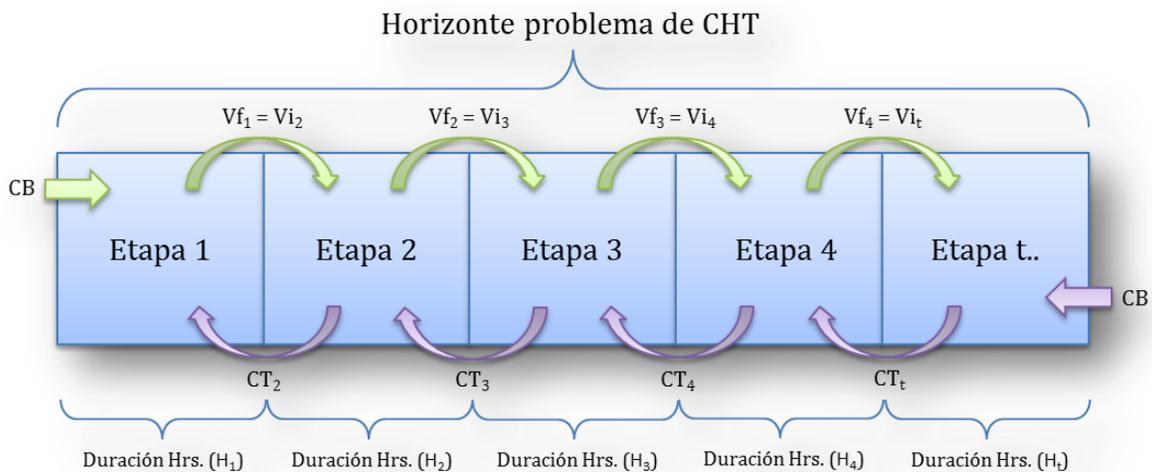


Figura 22: Representación de la descomposición temporal en PLP

De este modo existirán dos niveles de separación; las etapas que dividen el horizonte conservando una relación temporal y los bloques dentro de las etapas, los cuales pierden la correlación temporal debido a la aproximación antes descrita. Dicho lo anterior, se tiene que PLP actualmente implementa la descomposición tratando cada etapa como un único problema de optimización compuesto de un conjunto de bloques de demanda. Son estos problemas de optimización los que finalmente representan los niveles básicos de la descomposición.

Para dar solución al problema de múltiples etapas, se debe resolver inicialmente el problema de optimización en cada etapa y traspasar información entre etapas (siguiente/anterior) por medio de variables de estado. En este caso las variables de estado son: Vf_e , volumen final del embalse (flecha verde) y CT_e , costo total óptimo (flecha violeta), según la representación en la Figura 22.

De este modo, por cada etapa existente es necesario resolver tantos problemas de optimización como combinaciones de variables de estado existan, dadas las condiciones de borde (CB) al inicio y final: La CB inicial (verde) corresponde al volumen inicial del embalse(s), la CB final (violeta) queda dada por el costo futuro del agua en la última etapa.