

**Ref.:** Aprueba estudio Informe Modelación de las Restricciones de Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC.

**SANTIAGO, 08 OCT. 2015**

**RESOLUCION EXENTA Nº 533**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en los artículos 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión";
- b) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c) Lo establecido en el Decreto Supremo N°291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por el Decreto Supremo N°115 de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante el "Reglamento";
- d) Lo informado por el Director de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC mediante carta DPD N°0045/2015, de fecha 06 de mayo de 2015;
- e) Lo informado por el Director de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC mediante carta DPD N°00078/2015, de fecha 23 de septiembre de 2015, y
- f) Lo establecido en la Resolución N°1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, de acuerdo lo dispuesto en el artículo 45° del Reglamento, la programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y de falla para un horizonte de 5 años en el caso de sistemas con capacidad de embalse. Señala también que la minimización de costos se efectuará para el conjunto de las instalaciones de generación y transporte del sistema, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.
- b) Que, a su vez el artículo 48° del Reglamento establece que la programación de mediano y largo plazo se efectuará considerando en todo momento, según corresponda las condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales térmicas para a lo menos los primeros 6 meses del período de planificación señalado en el Artículo 45 del Reglamento, citado en el considerando anterior.
- c) Que, el literal a) del artículo 48° del Reglamento dispone que la modelación de dichas restricciones deberá estar respaldada en estudios elaborados o contratados por la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDEC para tal efecto, los que deberán ser aprobados por la Comisión en forma previa a su aplicación. En tanto no cuente con dichos antecedentes, deberá utilizar las restricciones para el suministro de insumos incorporadas por la Comisión en la fijación de precios de nudo vigente en cada momento;
- d) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los considerandos anteriores, el Director de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC, remitió a esta Comisión, con fecha 06 de mayo de 2015, el Informe "Modelación de las Restricciones de Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC", y
- e) Que, mediante reuniones sostenidas al efecto esta Comisión realizó observaciones al Informe indicado en el considerando anterior, y en razón de lo antes señalado, con fecha 23 de septiembre de 2015, el Director de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC remitió a esta Comisión para su aprobación, una nueva versión del Informe "Modelación de las Restricciones de Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC" de fecha 9 de septiembre de 2015.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el estudio "Informe Modelación de las Restricciones de Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC" de fecha 9 de septiembre de 2015, presentado a esta Comisión por el Director de Planificación y Desarrollo, con fecha 23 de septiembre de 2015, y todos sus Anexos, el cual se incorpora al final de la presente resolución y forma parte integrante de la misma.

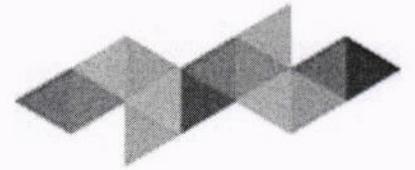
**Artículo Segundo:** Notifíquese la presente Resolución Exenta al Director de Planificación y Desarrollo del CDEC SIC, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese y notifíquese

  
REPUBLICA DE CHILE  
SECRETARIO EJECUTIVO  
Comisión Nacional de Energía  
**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA  
JEFE DEPARTAMENTO ELÉCTRICO  
CER/ALM/ROC/RFM/JCB/JMA/LCE/gav  
DISTRIBUCIÓN:

1. Andrés Salgado R. DPD CDEC-SIC
  2. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
  3. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
  4. Departamento Jurídico CNE
  5. Departamento Eléctrico CNE
  6. Departamento Regulación Económica CNE.
  7. Oficina de Partes
- Exp.2331-2015**



**CDEC SIC**

**CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

# **MODELACIÓN DE LAS RESTRICCIONES DE SUMINISTRO DE GNL EN LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO DEL SIC**

**Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD)**

**CDEC SIC**

09 de septiembre de 2015

## 1.- INTRODUCCIÓN.

La programación de mediano y largo plazo, definida por la Dirección de Operación del CDEC SIC (DO), proviene de estudios de planificación de la operación del sistema interconectado central (SIC) que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema, minimizan el costo total actualizado de operación y de falla para un horizonte de 5 años. Este costo total considera al conjunto de las instalaciones de generación y transporte del SIC y su minimización se determina con independencia de la propiedad de dichas instalaciones<sup>1</sup>.

Esta programación de mediano y largo plazo reúne una serie de aspectos, como por ejemplo las restricciones de suministro de insumos de centrales térmicas, los programas de mantenimiento de unidades generadoras y líneas de transmisión, la estadística hidrológica de afluentes, la modelación temporal de la demanda, la modelación del sistema de transmisión y la coordinación de la operación de múltiples embalses con sus respectivos convenios de riego, entre otros<sup>2</sup>.

En cuanto a las condiciones y restricciones de suministro de insumos de centrales térmicas, la normativa establece que la programación debe considerarlas para a lo menos los primeros 6 meses del período de planificación, y su modelación debe estar respaldada en estudios elaborados o contratados por la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDEC SIC (DPD) para tal efecto, los que deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en forma previa a su aplicación. En tanto el CDEC SIC no cuente con dichos antecedentes, se deben utilizar las restricciones para el suministro de insumos incorporadas por la CNE en la fijación de precios de nudo vigente en cada momento.

El propósito de este informe es presentar una modelación de las condiciones y/o restricciones de suministro de GNL para las centrales térmicas del SIC y recomendar su presentación a la CNE para su aprobación en la programación de mediano y largo plazo que resuelve la DO del CDEC SIC.

## 2.- OBJETIVOS.

Actualmente, la programación de mediano y largo plazo considera que existe cierta flexibilidad en el suministro de GNL para algunas centrales generadoras del SIC, es decir ante hidrologías húmedas no hay mayores dificultades para reducir las compras, y ante hidrologías secas el terminal y los proveedores responderían con mayor producción.

Si bien la disponibilidad de GNL prevista, incluyendo modificaciones en las condiciones contractuales del mercado secundario interno y ampliaciones de los terminales de GNL a desarrollarse a mediano y corto plazo, permitiría eventualmente a las centrales generadoras que no cuentan con contrato de suministro firme poder acceder al GNL a costos similares a los que existen actualmente, lo anterior no es garantía suficiente para considerar plena disponibilidad del insumo ante todo evento.

---

<sup>1</sup> Artículo 45 del Reglamento CDEC (DS291/2007).

<sup>2</sup> Artículo 48 del Reglamento CDEC (DS291/2007).

En efecto, el mercado de GNL impone condiciones que minimizan la flexibilidad de este recurso, prueba de ello son las condiciones comerciales de suministro de los contratos del tipo “take or pay”<sup>3</sup> de largo plazo que disminuyen la capacidad de las empresas generadoras de manejar los volúmenes contratados y la anticipación necesaria para las nominaciones de GNL, las que se realizan el año anterior al año que se requerirá el GNL, mediante el proceso conocido como ADP (por su sigla en inglés Annual Delivery Program).

El presente informe se basa en dos estudios encargados y conducidos por la DPD, los cuales se anexan al presente documento:

- Anexo 1: “Características del Mercado de GNL para Generación Eléctrica en el SIC” realizado por los consultores Herrera-Briano en diciembre de 2014.
- Anexo 2: “Metodología para Determinar los Volúmenes de GNL a Utilizar en la Planificación de la Operación del SIC” realizado por la Dirección de Operación del CDEC SIC durante el segundo semestre de 2014.

Ambos documentos indican que la modelación de las restricciones de GNL es perfectible en lo que respecta a la flexibilidad en el largo plazo y que es recomendable su inclusión en la programación de mediano y largo plazo del SIC.

Considerando lo anterior, en este informe se presenta una propuesta para modelar las restricciones y condiciones de suministro del GNL en la programación de mediano y largo plazo del SIC que resuelve la DO.

### **3.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GNL EN EL SIC.**

Actualmente, el abastecimiento de GNL para las centrales generadoras del SIC se realiza a partir de la capacidad de regasificación disponible en el terminal de GNL Quintero, administrado por GNL Chile. A partir del primer trimestre del 2015 se dispone de una capacidad de regasificación de 15 MMm<sup>3</sup>/día y que está contratada en su totalidad por ENAP, ENDESA y METROGAS. Un nuevo proyecto de ampliación está actualmente en estudio y permitirá aumentar esta capacidad a 20 MMm<sup>3</sup>/día, de esta ampliación 3,2 MMm<sup>3</sup>/día habrían sido licitados para nuevos participantes a este mercado no antes de enero de 2018.

En general, se aprecia que METROGAS y ENAP apuntan a vender sus remanentes de gas natural con un descuento sobre el precio del diésel o un recargo sobre el precio del GNL. Por lo tanto, todo pareciera indicar que para poder tener acceso a GNL en el largo plazo a precios menores que los actuales o similares a los obtenidos actualmente por ENDESA, las empresas generadoras interesadas deberían agregar demanda y contratar directamente el gas natural con GNL Chile en los procesos de licitación en desarrollo para el aumento de capacidad de regasificación que entraría en operación durante el 2018. En este contexto, las condiciones para acceder al terminal de GNL Quintero implicarían un contrato a largo plazo (10 o 20 años) con GNL Chile que considere una capacidad a firme de a lo menos 0,6 MMm<sup>3</sup>/día y un nuevo proveedor de GNL para cubrir el nuevo requerimiento. Este volumen equivale aproximadamente a la operación de un ciclo combinado (CC) a plena carga durante 10 horas.

---

<sup>3</sup> Cada uno de los clientes de GNL Chile han suscrito un contrato de Venta de Gas Natural o GSA (por sus siglas en inglés, Gas Sales Agreement) a largo plazo, que da derecho a capacidad diaria de regasificación, y a recibir Gas Natural. La capacidad diaria está contratada en firme, lo que implica que debe ser pagada se utilice o no. Esta modalidad contractual se conoce como Take or Pay (Tomar o Pagar): [www.gnlchile.cl](http://www.gnlchile.cl)

#### 4.- CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DE GNL CHILE.

Los antecedentes evidencian que el terminal de GNL Quintero tiene un factor de utilización de planta promedio<sup>4</sup> entre 80% y 90% y el uso compartido de la capacidad de almacenamiento muestra que existe una flexibilidad limitada para las centrales generadoras. En cuanto al uso del terminal, por una parte existe un volumen mínimo obligado de GNL en el estanque destinado para abastecer 15 días de consumos residenciales e industriales y una necesidad de disponer de la capacidad de almacenamiento necesaria para la descarga de los barcos que lleguen, en función de los consumos de los clientes. Para poder incrementar la flexibilidad operativa necesariamente se debe aumentar el número de estanques, con un costo estimado de 200 millones de USD cada uno.

En cuanto a la gestión y administración resuelta por GNL Chile, del estudio del Anexo 1 de la DPD se puede observar lo siguiente:

- 1) GNL Chile establece con sus clientes compromisos de suministro, almacenamiento y regasificación de GNL de manera no discriminatoria en el ADP que se desarrolla entre septiembre y noviembre de cada año. De acuerdo a los antecedentes, el ADP permitiría programar anualmente hasta 13,2 MMm<sup>3</sup>/día, considerando los contratos existentes.
- 2) GNL Chile gestiona a solicitud de sus clientes la adquisición de cantidades adicionales de GNL a través del mercado spot. Existen posibilidades limitadas de cancelar barcos, con fórmulas y condiciones confidenciales entre las partes. Usualmente, la cancelación de barcos debe realizarse entre 45 y 60 días antes de la fecha de llegada programada, con un precio de re-venta referido a la venta del gas en el mercado europeo.

Atendiendo a que la información hidrológica de un año cualquiera, específicamente el pronóstico de deshielo, posibilita tomar ciertas decisiones hacia fines de julio o agosto, el ADP permitiría manejar la llegada de barcos para los primeros meses del año siguiente, aprovechando la disminución en la incertidumbre hidrológica. Sin embargo, durante el resto del año las posibilidades de cancelación o adquisición de barcos son restringidas para casos en que la evolución de la hidrología lo requiera.

#### 5.- PROPUESTA.

Para los primeros 12 meses de la programación de mediano y largo plazo del SIC (programación semanal), se deberá utilizar la información de precio y de volumen de GNL disponible para generación de electricidad que ha sido proporcionada por las empresas generadoras y considerando los suministros sujetos a restricciones del tipo "take or pay".

Para el período posterior a los 12 primeros meses de la programación de mediano y largo plazo del SIC, se deberá considerar una modelación del suministro de GNL considerando supuestos de disponibilidad, ya sea a partir de los contratos de largo plazo existentes o supuestos que reflejen las condiciones del mercado, con una disponibilidad que se considera flexible y sujeta a la capacidad de regasificación disponible para generación de electricidad. En este caso, el precio del GNL a incluir en la modelación corresponderá al publicado en el informe de precio de nudo vigente debidamente indexado.

---

<sup>4</sup> Uso del Terminal Quintero y Terminales en el resto del mundo: [www.gnlchile.cl](http://www.gnlchile.cl)

Por otra parte, en los períodos de la programación de mediano y largo plazo en los cuales las empresas generadoras no dispongan de GNL para generación eléctrica, las unidades generadoras correspondientes serán modeladas con su combustible alternativo o dual (diésel).

Por último, la programación de mediano y largo plazo deberá minimizar el costo total actualizado de operación y de falla del sistema eléctrico en su conjunto cumpliendo con las restricciones de suministro indicadas y los períodos en que aplican.

## **ANEXO 1**

**Estudio: “Características del Mercado de GNL para  
Generación Eléctrica en el SIC” realizado por los consultores  
Herrera-Briano en diciembre de 2014**

**Características del Mercado de GNL  
para  
Generación Eléctrica en el SIC.**

**Informe para CDEC - SIC  
Diciembre 2014**

**Rosa Herrera M.  
Víctor Briano P.**

## Introducción

El CDEC- SIC tiene entre sus objetivos la coordinación de la operación segura y económica del Sistema Interconectado Central (SIC) y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

El CDEC-SIC utiliza modelos matemáticos para planear el modo de operación óptimo del parque de generación instalado en el SIC con un horizonte de cinco años, para lo cual requiere informarse sobre el mercado mundial de LNG, junto con disponer de proyecciones referidas a disponibilidad de LNG/Gas Natural, precios y condiciones de flexibilidad del eventual suministro, para mejorar la precisión de sus proyecciones durante ese período de cinco años.

En consecuencia, CDEC-SIC definió como objetivos de la consultoría materia del presente informe los siguientes:

- ✓ Identificar las posibles fuentes de abastecimiento de LNG.
- ✓ Analizar impacto sobre los precios del LNG de las condiciones contractuales, incluyendo flexibilidad del suministro.
- ✓ Conocer condiciones de contratos para tener acceso al Terminal de Regasificación de GNL Quintero.
- ✓ Analizar la factibilidad de operar las unidades de almacenamiento de LNG del terminal de GNL Quintero en modalidad de "embalse", con sus respectivas restricciones operacionales.
- ✓ Proyectar disponibilidad, precios y condiciones de contratos de suministro de LNG/Gas Natural, en un horizonte de 10 años, indicando las fuentes respectivas.
- ✓ Recibir una recomendación, de supuestos razonables a adoptar en relación con los precios y disponibilidad de gas natural para la operación del SIC durante el período 2015-2019 y un año adicional (2020), para su uso en la medida que transcurran los primeros meses y sea necesario ir incluyendo más meses al final de período.

## Resumen Ejecutivo

El gas natural es un recurso abundante, distribuido en muchos países, lo que asegura un alto nivel de competencia. Al nivel actual, las reservas recuperables de gas natural podrían sustentar el consumo mundial por los siguientes 200 años. En esa base, se proyecta que el gas natural se mantenga a precios significativamente por debajo de la paridad energética con el petróleo crudo (0,172 x Brent)<sup>1</sup>.

Dados los altos costos de inversión y economías de escala asociados a la producción de LNG<sup>2</sup>, junto con la variabilidad de los costos de producción, este producto se comercializa en el mundo a precios referidos a la alternativa de los diferentes mercados. En lo principal se identifica dos mercados: uno referido a precio del gas natural (Europa y Norte América) y otro referido a precio del petróleo (Japón y Asia). Se proyecta que los mercados de LNG se mantengan segregados, con el mercado Asiático con un premio relevante (4 a 5 USD/MMBtu) respecto de mercados de Europa.

La alta disponibilidad de gas natural proveniente de reservas de gas no convencional en USA/Canadá, junto con la estructura de ese mercado, está generando un cambio estructural en el mercado de LNG a nivel mundial. En el caso de USA se proyecta un incremento significativo de las tasas de crecimiento del consumo de gas natural en generación de energía eléctrica, principalmente a expensas del carbón, impulsado por la disponibilidad creciente de gas natural a costos inferiores al carbón. Un efecto secundario de este cambio en la estructura de la nueva generación de energía eléctrica en USA es la disponibilidad creciente de carbón que se está exportando a precios decrecientes.

La aparición de la oferta de LNG desde USA está incrementando su comercialización con fórmulas indexadas al precio del gas natural en el mercado de Norte América, esto es Henry Hub (HH), y también debería incrementar los niveles de flexibilidad porque solo se paga en modalidad *take or pay* la fracción de la tarifa que corresponde a la inversión en el terminal de licuefacción (2,25 a 3,0 USD/MMBtu) y el resto de la tarifa se paga en la medida que se compre gas natural para licuarlo. También está incrementando la flexibilidad la opción de enviar LNG a Europa y venderlo a precios indexados a NBP<sup>3</sup>. Es relevante tener presente que para tener acceso a comprar LNG en condiciones como las antes indicadas se requiere agregar demanda para comprar, a lo menos 1 mtpa<sup>4</sup>, en contratos de largo plazo.

---

<sup>1</sup> Significa que por ejemplo para un precio del Brent de 100 USD/Bbl, el equivalente energético para el gas natural es 17,2 USD/MMBtu.

<sup>2</sup> LNG (Liquefied Natural Gas) ó GNL (Gas Natural Licuado).

<sup>3</sup> National Balancing Point.

<sup>4</sup> Un millón de toneladas, lo que equivale al consumo de 2,5 centrales de ciclo combinado operando continuamente.

Factores como especificaciones del LNG, existencia de tratados comerciales que eximen del pago de aranceles aduaneros y costos de transporte son muy relevantes al momento de identificar fuentes competitivas de abastecimiento de LNG para Chile. En el caso de Chile las especificaciones del gas natural se rigen por la NCh 2264 Of. 2009 "Gas natural - Especificaciones" que fija las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo y establece límites a la presencia de componentes.

A partir de 2016, con la entrada en operación de Terminales de Licuefacción de USA y de la ampliación del Canal de Panamá, USA debería constituirse en la principal fuente de suministro de LNG para Chile, por sus menores costos de transporte, liberalización de pago de aranceles aduaneros y precio FOB indexado al precio del gas natural en USA, que se proyecta tenga mucho menos volatilidad que el petróleo crudo. En el mediano plazo se proyecta<sup>5</sup> que el precio del gas natural (HH) se mantenga por debajo de los 5,5 USD/MMBtu, por lo que sería factible comprar LNG (DES Quintero)<sup>6</sup> a un precio no superior a 10,8 USD/MMBtu.

Es importante tener presente que se han firmado contratos de venta de LNG desde terminales de USA por más de 20 mtpa<sup>7</sup>, con formulas de precio entre 1,15 HH + 2,25 y 1,15 HH + 3, como se muestra en Anexo N°6. Dentro de compradores destacan dos empresas importantes en Chile: Gas Natural Fenosa y ENDESA.

El mercado *spot* de LNG, en comparación con contratos *take or pay* de largo plazo, tiene tres diferencias relevantes: el precio del LNG normalmente es más alto, más volátil y tiene una marcada estacionalidad. La estacionalidad se refleja en variaciones muy significativas de precio, dada la baja flexibilidad de la oferta. El precio más alto, que llega a 15% Brent, se da en los meses de invierno en el hemisferio norte y el más bajo (11% Brent) entre los meses de mayo y octubre.

La capacidad actual del Terminal Quintero (10 MMm<sup>3</sup>/día) está 100% contratada por ENAP, ENDESA y METROGAS, en partes iguales. A comienzos de 2015 se pondrá en operación la ampliación de capacidad de 5 MMm<sup>3</sup>/día, para llegar a 15 MMm<sup>3</sup>/día, que también está 100 % contratada por ENAP, ENDESA y METROGAS. Adicionalmente está en estudio una segunda ampliación de 5 MMm<sup>3</sup>/día, para llegar a 20 MMm<sup>3</sup>/día. De esa ampliación, 1,8 MMm<sup>3</sup>/día serían contratados por ENAP, ENDESA y METROGAS y 3,2 MMm<sup>3</sup>/día están siendo licitados por GNL Chile. Este proyecto está terminando su EIA y se estima un plazo de 2 años para tener disponible la capacidad de regasificación de 20 MMm<sup>3</sup>/día y de 3,5 años para tener disponible el tercer estanque, ambos plazos contados desde el proyecto con RCA. En consecuencia, los 20 MMm<sup>3</sup>/día estarían disponible no antes de Enero de 2018 y el tercer estanque no antes de Julio de 2019.

<sup>5</sup> U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040.

<sup>6</sup> Delivery Ex Ship Terminal Quintero.

<sup>7</sup> 20 millones de toneladas por año que equivalen a unos 76 MMm<sup>3</sup>/día.

La política comercial de METROGAS y ENAP apunta a vender gas natural a los generadores con un descuento sobre el precio del Diesel. En consecuencia, para tener acceso a LNG a precios competitivos, similares a los actuales contratantes con GNL Chile, Colbún, AES Gener y cualquier otro generador distinto de ENDESA, deberían agregar demanda y contratar con GNL Chile en el proceso de licitación actualmente en desarrollo.

Teniendo en consideración la incertidumbre sobre la operación de la generación térmica que produce la variabilidad de la hidrología, se analizó la factibilidad y costo asociado a operar el almacenamiento del Terminal Quintero en modalidad "embalse" y los resultados se muestran en Anexo N°1. En lo principal cabe destacar que en la condición actual, con dos estanques, la disponibilidad de capacidad de almacenamiento es muy limitada, sin embargo, es factible incrementar la flexibilidad en la medida que se disponga de mayor capacidad de almacenamiento. En otras palabras, el terminal de GNL Quintero tiene limitaciones en la flexibilidad operativa, lo cual obliga a una cuidadosa programación de la llegada de los barcos de LNG, en función de los consumos de los clientes. Incrementar la flexibilidad operativa es costoso, ya que cada estanque de LNG cuesta sobre 200 MMUSD.

El presente estudio consideraba obtener información de los actuales contratantes en el Terminal Quintero, respecto de las fórmulas de precio y condiciones de los contratos de abastecimiento de LNG. Al efecto se sostuvo reuniones con METROGAS y ENAP, en las que solo se obtuvo información referente a políticas de comercialización de gas natural de ambas empresas y con GNL Chile, que entregó información respecto del proceso de licitación para vender capacidad de regasificación y suministro de gas natural.

Los Consultores, autores del presente informe, con el objeto de aportar al CDEC -SIC una aproximación de las fórmulas de precio del LNG que se está importando, optaron por incorporar al Informe una estimación de los parámetros correspondientes a fórmulas estándares<sup>8</sup> de precio de LNG, elaborados a partir de información del Servicio Nacional de Aduana<sup>9</sup> correspondiente a las importaciones del año 2014, concluyendo que las fórmulas de precio del LNG (DES Quintero) serían del orden de: (i)  $1,15 \text{ HH} + 4$  y (ii)  $10\% \text{ Brent}$ <sup>10</sup>.

Para efectos de representar correctamente en el modelo del CDEC-SIC los costos de abastecimiento de LNG/gas natural, es fundamental que exista acceso a las fórmulas de precio. En efecto, conocer las fórmulas de precio es esencial para asegurar coherencia en las proyecciones, esto es, que en todas las proyecciones se utilicen los mismos indexadores, sean HH y/o Brent. También sería relevante que exista acceso a las

---

<sup>8</sup> Fórmulas estándares: (i)  $1,15 \text{ (HH)} + b$  en que  $b$  es un número entre 3,5 y 4,5 ; (ii)  $c \text{ (Brent)}$  en que  $c$  debería estar entre 10 y 15%.

<sup>9</sup> Las bases de datos de Aduana pueden adquirirse a través de cualquiera de las página siguientes: (i) <http://www.datasur.com/>; (ii) <http://www.saeta.cl/>; (iii) <http://www.legalpublishing.cl/>

<sup>10</sup> La metodología para estimar los parámetros de las fórmulas estándares, identificadas más arriba en la nota <sup>8</sup>, es de responsabilidad y propiedad de los autores del presente informe.

condiciones y costos asociados a cancelar barcos, en la medida que correspondan a condiciones contractuales que impacten en el modelo del CDEC-SIC.

Es relevante destacar que, en lo que dice relación con el gas natural, el Manual de Procedimientos para informar el costo de los combustibles (CDEC SIC) fue diseñado bajo las condiciones contractuales de abastecimiento entre las empresas generadoras chilenas y los productores argentinos en la década de los 90. Dicho Manual no representa hoy en día ni **siquiera** la estructura de precios del gas natural argentino y, menos aún, la correspondiente al gas natural proveniente de LNG.

En efecto, el suministro de gas natural desde Argentina tenía características muy particulares y que no aplican en lo absoluto al suministro de gas natural vía LNG. Los contratos de suministro de gas natural desde Argentina eran interrumpibles y sin obligación de tomar, por lo que la obligación que asumieron los generadores fue respecto de la tarifa de transporte (contrato de transporte de largo plazo). El LNG tiene características radicalmente distintas, como se indica a continuación:

- ✓ Se compra con contratos *take or pay* de largo plazo
- ✓ Re-direccionar y/o suspender cargamentos es un derecho muy acotado en los contratos LNG *Sale and Purchase Agreement* (SPA).
- ✓ Con suministro de gas natural a través de LNG no es factible asumir que existe suministro de gas ilimitado, a un precio conocido y que este suministro puede suspenderse en cualquier momento sin costo.

## INDICE

### 1. Mercado mundial de LNG - situación actual y proyectada

- a) LNG/Gas Natural en la matriz energética mundial
- b) Características del mercado mundial de LNG
- c) Condiciones relevantes de los contratos de compra y efecto sobre el precio
- d) Opciones de suministro para el corto y largo plazo;
- e) Estructura de precio del Gas Natural proveniente de LNG.

### 2. Gas Natural en la generación de energía eléctrica en Chile

#### 2.1. Alternativas de suministro de LNG a Chile

- a) Especificaciones, Derechos de Aduana y Transporte
- b) Mercados y Proveedores relevantes
- c) Precios "spot" vs contratos

#### 2.2. Acceso a terminal de regasificación de GNL Quintero

- a) Capacidad utilizada/disponible en GNL Quintero
- b) Revisión crítica de las condiciones de contratos para tener acceso al Terminal de Regasificación de GNL Quintero
- c) Factibilidad de operar las unidades de almacenamiento de LNG en modalidad de "embalse", considerando restricciones operacionales relevantes.

#### 2.3. Aspectos institucionales y reglamentarios

- a) LNG en Manual de Procedimientos para informar el costo de los combustibles (CDEC SIC)
- b) Acceso a Información relevante

### 3. Situación actual de contratos de suministro de LNG

#### 3.1. Alcance

#### 3.2. Disponibilidad de gas natural y precio para contratos existentes

#### 3.3. Precio al que podrían firmarse nuevos contratos de LNG y de Gas Natural

#### 3.4. Precios *spot*

#### 3.5. Flexibilidad y cancelación de contratos

## **ANEXOS**

**Anexo N° 1: Factibilidad de uso del almacenamiento del Terminal Quintero en modalidad embalse.**

**Anexo N° 2: Bases para las Proyecciones.**

**Anexo N° 3: Descripción de Escenarios para proyectar precio del LNG.**

**Anexo N° 4: Precios mensuales de gas natural, en USD/MMBtu, años 2015 - 2020.**

**Anexo N° 5: Especificaciones de Gas Natural en Chile y LNG disponible en el mundo.**

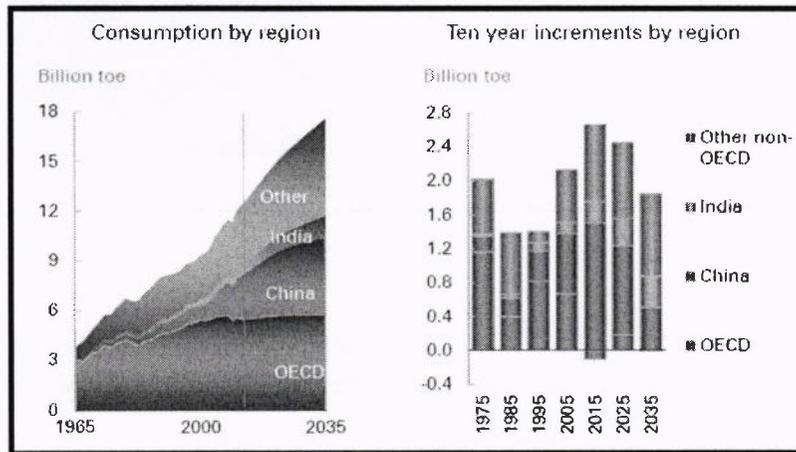
**Anexo N° 6: Contratos y Plazos de venta de LNG desde Sabine Pass.**

## Capítulo 1

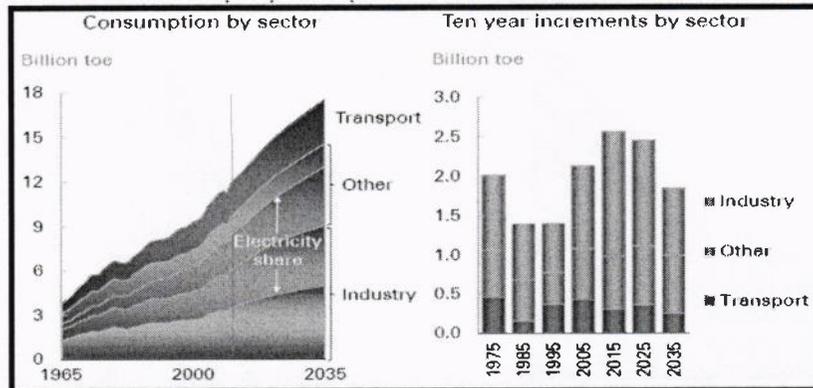
### Mercado mundial de LNG - situación actual y proyectada

#### a) LNG/Gas Natural en la matriz energética mundial <sup>11 y 12</sup>

Se proyecta que las tasas de crecimiento anual del consumo mundial de energía sigan bajando, desde 2,2% entre 2005 y 2015 a 1,7% entre 2015 y 2025 y 1,1% entre 2025 y 2035, en lo principal como consecuencia del término del crecimiento acelerado de China e incremento de eficiencia.



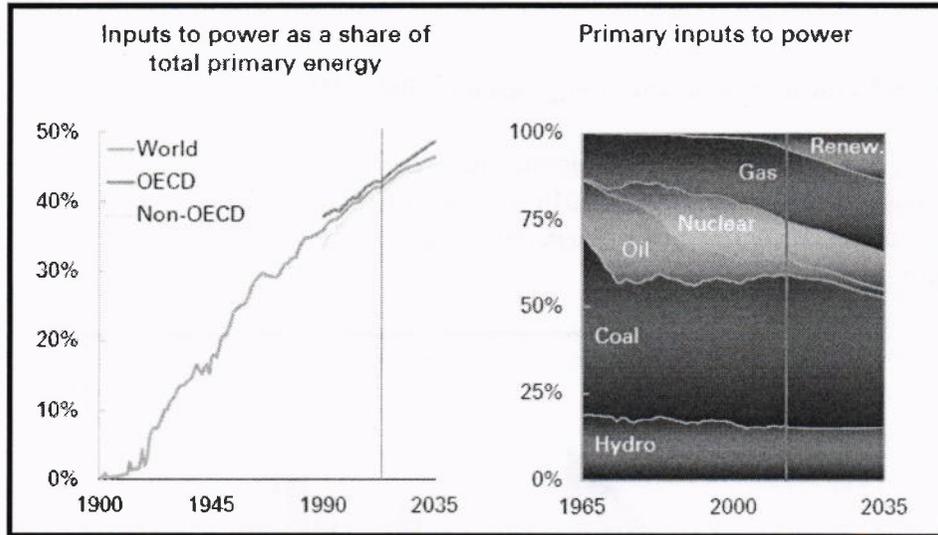
El consumo de energía primaria en generación de energía eléctrica continuará creciendo significativamente. En efecto, mientras en 2012 un 42% de la energía primaria se transformó en E. Eléctrica se proyecta que en 2035 sea un 46%.



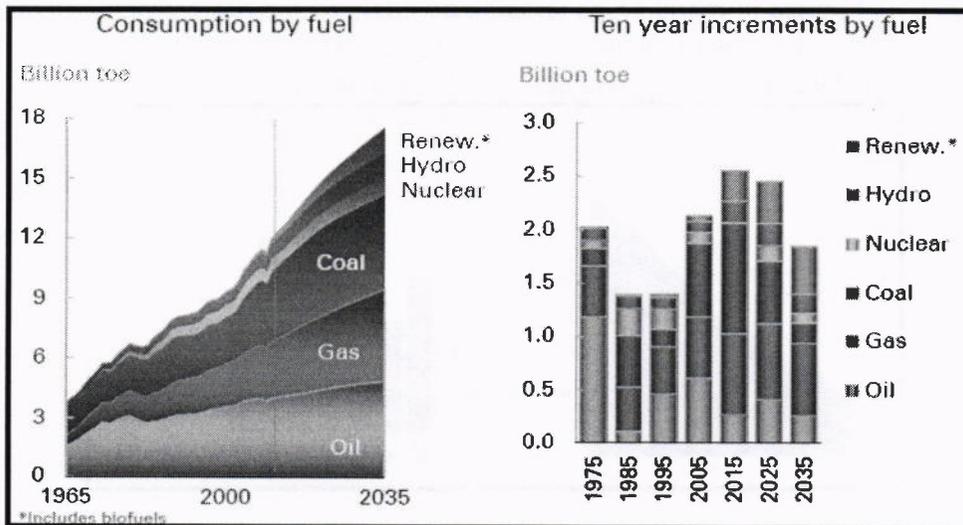
<sup>11</sup> U.S. Energy Information Administration - Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040.

<sup>12</sup> BP Energy Outlook 2035, January 2014

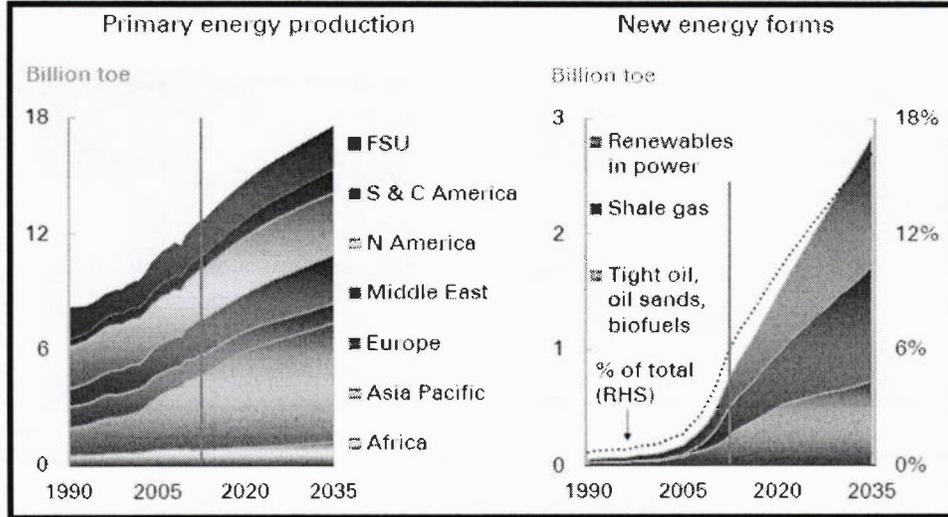
La participación de las fuentes libres de carbón (Renovables, Hidro y E. Nuclear) se incrementaría de 32% en 2012 a 37% en 2035.



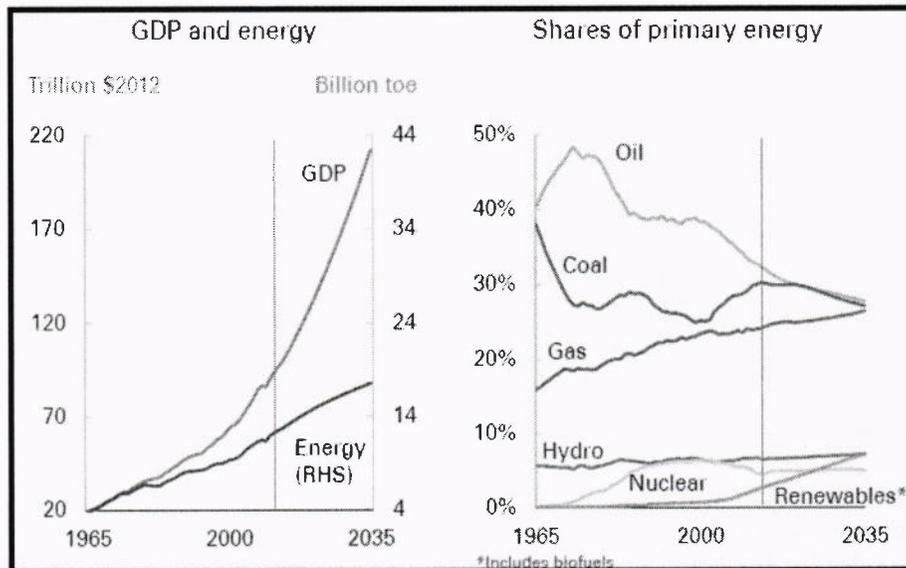
El menor crecimiento industrial de China se refleja en menor crecimiento del consumo de carbón. Entre los combustibles fósiles el gas natural es el combustible que más crece (1,9%). Las energías renovables crecen 6,4% anual.



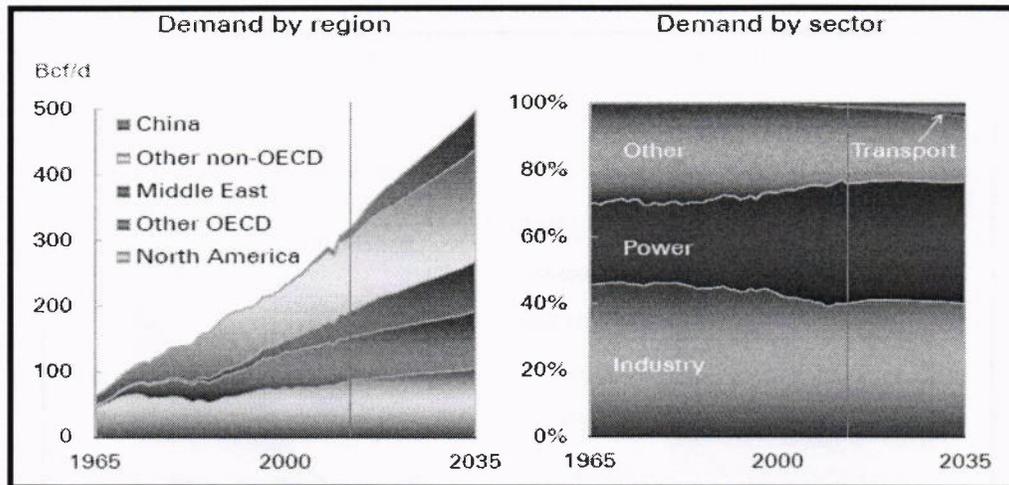
Respecto del suministro de energía en el mundo, se proyecta que más del 80% del incremento de oferta provenga de países no OECD, en efecto, al 2035 Asia Pacífico aportaría el 47% de la oferta mundial de energía primaria.



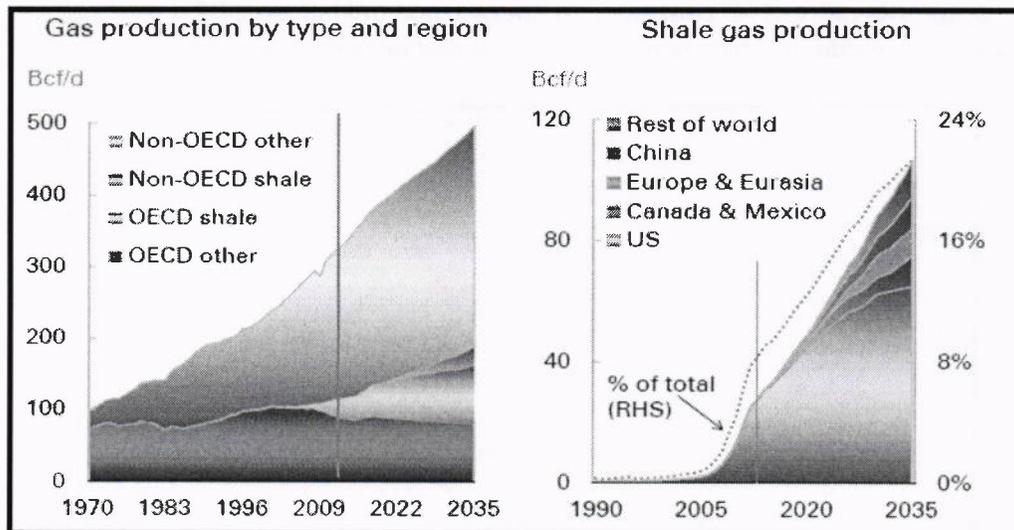
Como se muestra a continuación, el consumo de energía crece a tasa inferiores a la economía global: para el periodo 2012 – 2035 la tasa de crecimiento promedio anual del *Gross Domestic Product* (GDP) es 3,5% y la tasa de crecimiento del consumo de energía es 1,7%. Lo anterior porque el consumo de energía por unidad de GDP cae en promedio 1,9%, como resultado del incremento en la intensidad de uso de energía.



La oferta y demanda de gas natural crecerán a tasas de 1,9% por año, como resultado del desarrollo de reservas de gas natural no convencional.

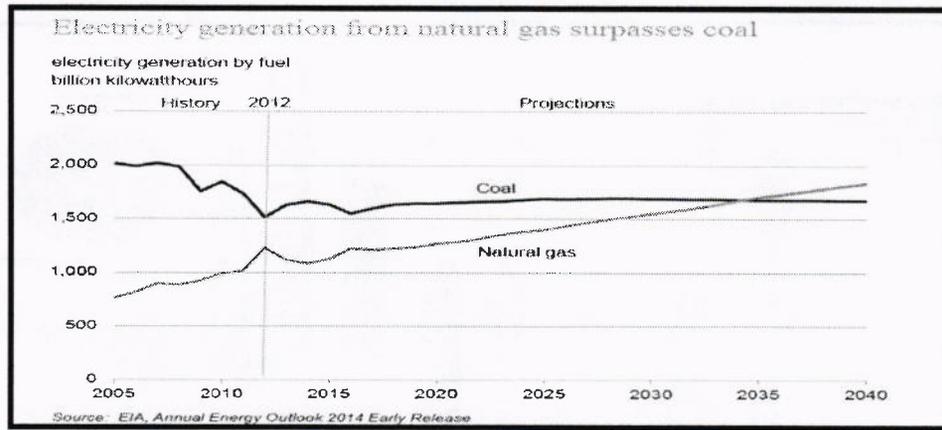


Hacia el 2035 la mitad del Gas Natural de países OECD será shale gas y la producción será dominada por Norte América (99% hasta 2016 y 71% el 2035). Por ahora el desarrollo de reservas de *shale gas* en China tiene una gran incertidumbre.



En el caso de USA se proyecta un incremento significativo de las tasas de crecimiento del consumo de gas natural en generación de energía eléctrica, principalmente a expensas del carbón, impulsado por la disponibilidad creciente de gas natural a costos inferiores al carbón. Un efecto secundario de este cambio en la estructura de generación de energía

eléctrica de USA es la disponibilidad creciente de carbón que se está exportando a precios decrecientes.



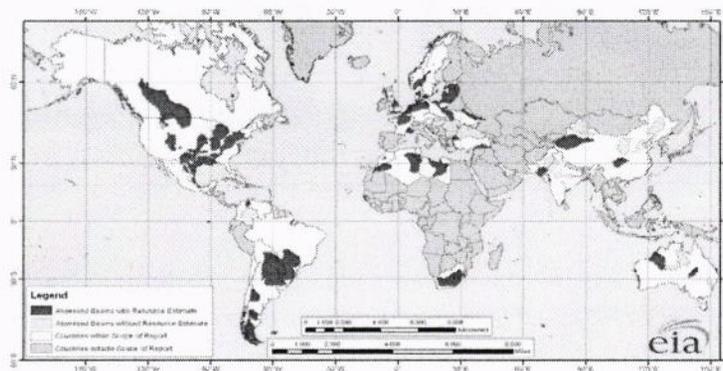
Asia Pacífico pasará a ser la principal región importadora de gas natural hacia 2026 y Norte América pasará a ser un exportador neto en 2017.

Si bien la oferta total de gas natural crecerá 1,9% promedio anual, se incrementará el comercio de LNG – a tasas de 3,9 % anual - y se reducirá la participación de suministro por gasoducto. Lo anterior por el efecto combinado de incremento de producción de *shale gas*, inicio de exportaciones de LNG desde USA y menor crecimiento de demanda de Europa.

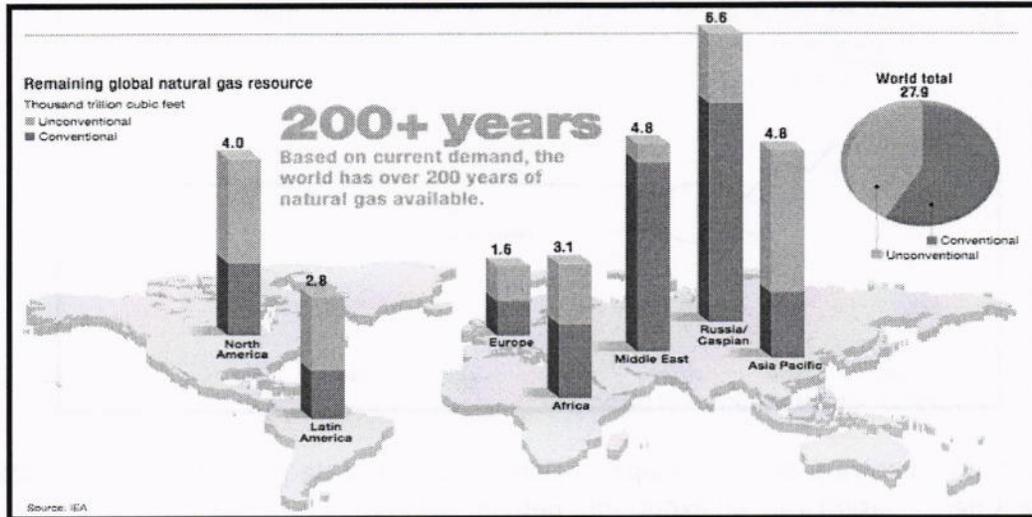
El crecimiento de las reservas y producción de gas natural está impulsado principalmente por el gas no convencional que están en general localizadas en, o muy cerca, de los centros de consumo, a diferencia de las reservas relevante de gas convencional.

Dentro del concepto de gas natural no convencional se incluye *shale gas*, *tight gas* y gas de carbones (*coal bed methane*)

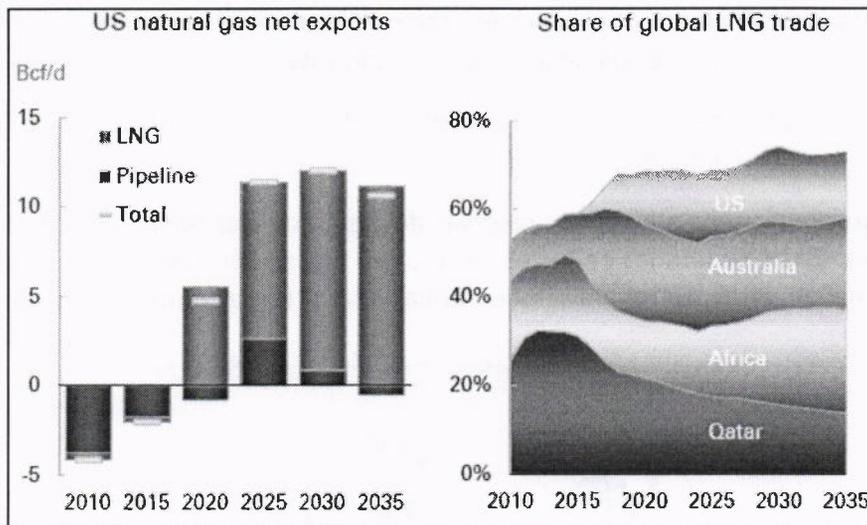
Como se aprecia en mapa adjunto las reservas de gas no convencional, identificadas como recuperables, están localizadas en pocos países, que fueron considerados en el estudio de la EIA. La mayor parte de los países de Africa, Asia y Rusia, entre otros, no han sido evaluados.



A pesar de las limitaciones antes indicadas, las reservas recuperables de gas natural a la fecha podrían sustentar el consumo mundial por los siguientes 200 años.

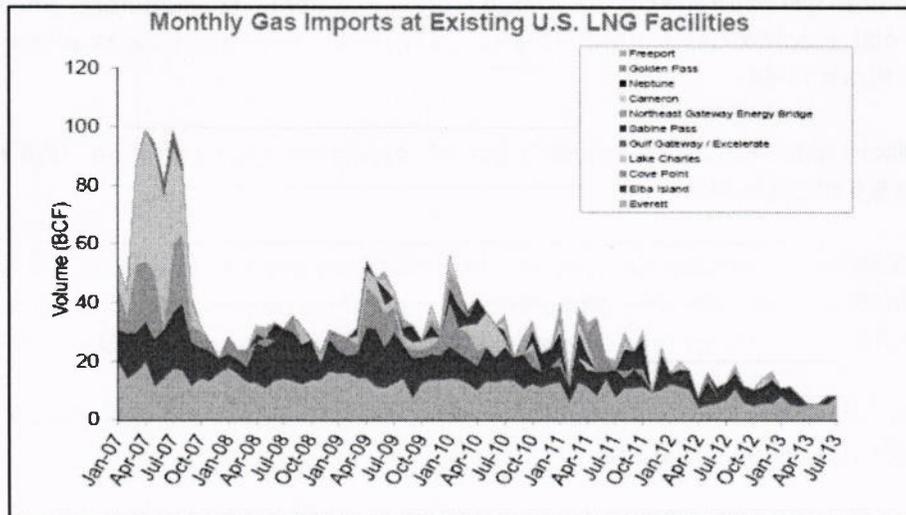


En los siguientes 20 años se producirá un cambio relevante en la estructura de la oferta de LNG. Desde un mercado dominado por Qatar y productores de África, se llegará el año 2035 a una oferta diversificada entre Qatar, Australia, USA y África.



El cambio más relevante se refiere a los mercados de gas natural de Norte América (USA, Canadá y México). USA está abasteciendo crecientemente su consumo interno de gas

natural con producción propia proveniente de reservas de gas no convencional, reduciéndose el abastecimiento desde Canadá y las importaciones de LNG.



Los terminales de regasificación de USA, diseñados para importar LNG para abastecer el consumo interno, quedaron fuera de uso, por lo que están en proceso de reconvertirse en plantas de licuefacción para exportar LNG.



#### b) Características del mercado mundial de LNG

El mercado mundial de LNG está en proceso "activo" de evolución con muchas incertidumbres. Nuevas fuentes de energía - *shale & tight gas*, *tight oil* y energías renovables - adquieren una participación cada vez mayor en la matriz energética mundial y en especial en países fuertemente consumidores como USA.

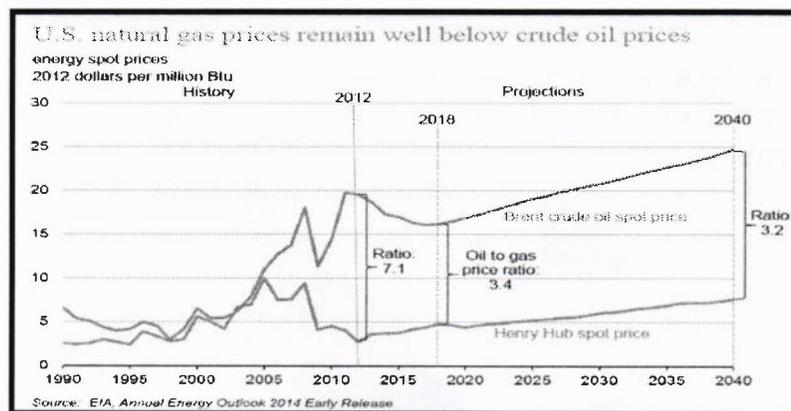
USA está caminando hacia el autoabastecimiento de energía, transformándose en un exportador relevante de LNG y cambiando la estructura de la industria de LNG y carbón. El mercado *spot* del LNG – que estaba concentrado en Asia - está ampliándose hacia Europa.

A diferencia de Chile, donde en general los consumidores finales de gas pagan precios referidos al valor del combustible alternativo, en los países de la OECD los consumidores finales compran gas natural a costo + margen. Crecientemente consumidores relevantes a nivel mundial – como Gas Natural Fenosa y ENDESA - se integran a la propiedad de infraestructura en USA.

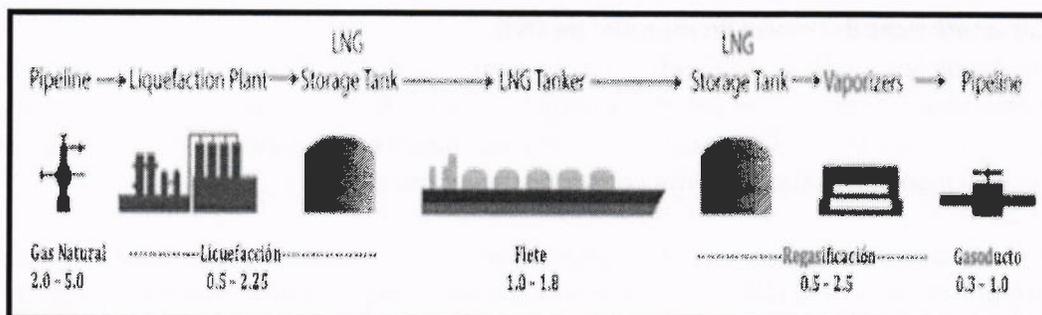
En el mediano plazo (2018) se proyecta que el precio del gas natural en USA (HH) no supere los 5,5 USD/MMBtu<sup>13</sup>

El gas natural es un recurso abundante, distribuido en muchos países, lo que asegura disponibilidad y un alto nivel de competencia, sin perjuicio que los productores privilegian vender el LNG en contratos *take or pay* de largo plazo, para reducir riesgos y costos.

Se proyecta que el Gas Natural se mantenga a precios por debajo de la paridad energética con el petróleo crudo (0,172 x Brent).

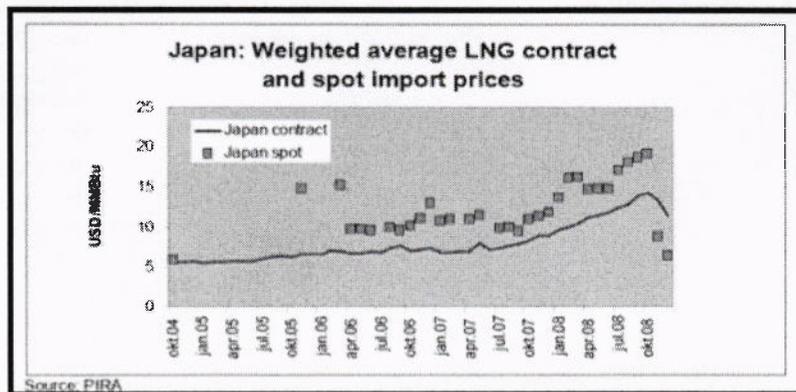


La industria del LNG es intensiva en capital, con economías de escala relevantes, lo que genera significativas diferencias en la comercialización de LNG, respecto de los combustibles líquidos.



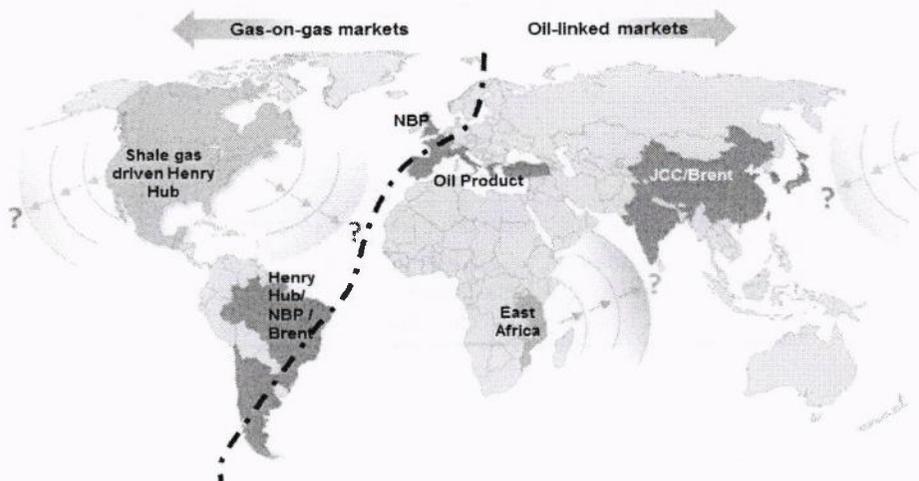
<sup>13</sup> EIA Annual Energy Outlook 2014

La mayor parte del LNG se comercializa en condiciones “take or pay”, contratos de largo plazo y los precios *spot* son en general más altos y más volátiles ya que los productores son los que asumen, en esa modalidad de venta, los riesgos de capital. En todo caso el mercado del LNG/gas natural es muy competitivo por la gran cantidad de reservas localizadas en muy diversos países del mundo.



Dados los altos costos de inversión y economías de escala asociados a la producción de LNG, este producto se comercializa en el mundo a precios referidos a la alternativa de los diferentes mercados. En lo principal se identifica dos mercados: uno referido al precio del gas natural (Europa y Norte América) y otro referido a precio del petróleo (Japón y Asia).

## Regional long-term contract pricing structure



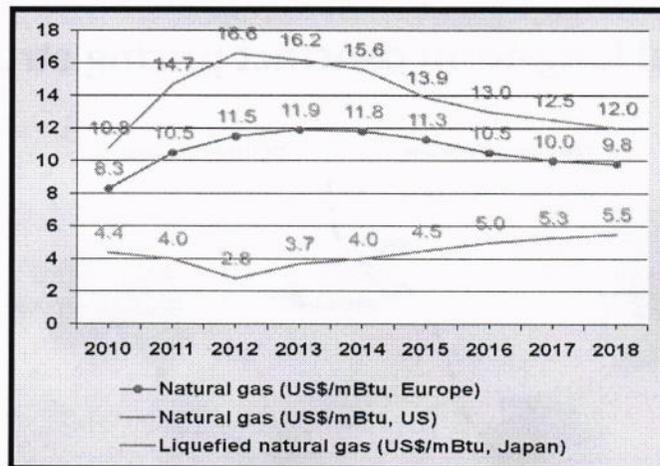
A continuación se muestran los precios en los diferentes mercados<sup>14</sup>, a Abril de 2012 y Marzo 2013.



El desarrollo del mercado de LNG y de los activos de petróleo y gas no convencionales ha sido impulsado por los diferenciales de precio entre el petróleo y el gas natural.

El mercado asiático mantiene para el LNG precios referidos a petróleo con una pendiente entre 0,1485 y 0,11 (paridad energética 0,172)

Se proyecta que los mercados de LNG se mantengan segregados: el mercado Asiático con un premio relevante (4 a 5 USD/MMBtu) respecto de mercados de Europa<sup>15</sup>.



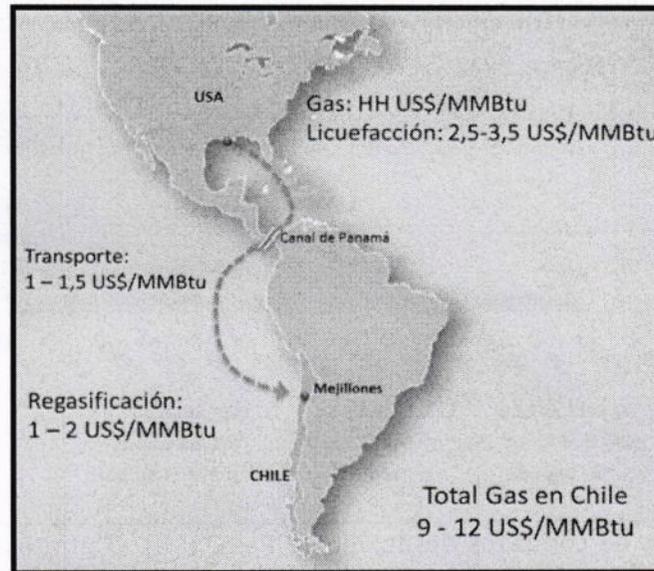
<sup>14</sup> Landed Prices, corresponde a los precios internados en cada lugar.

<sup>15</sup> EIS Economic and Commodity Forecast, June 2014

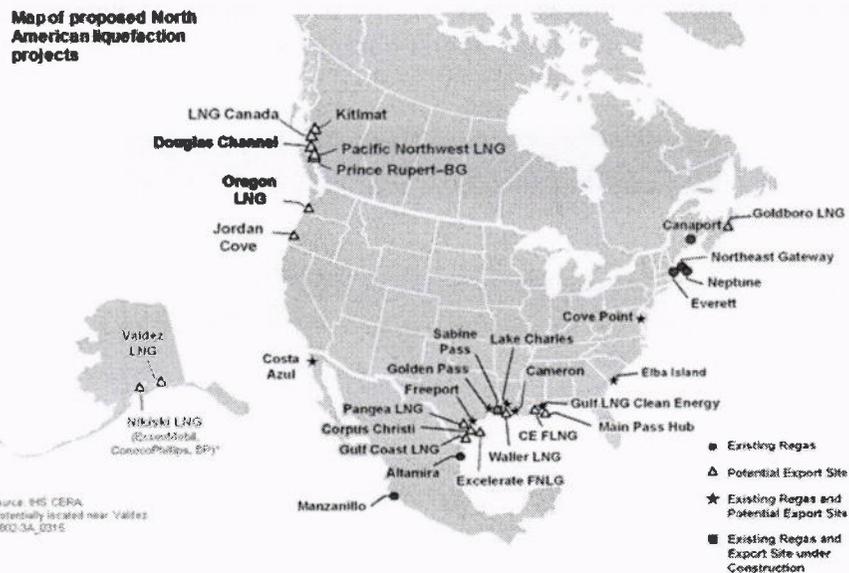


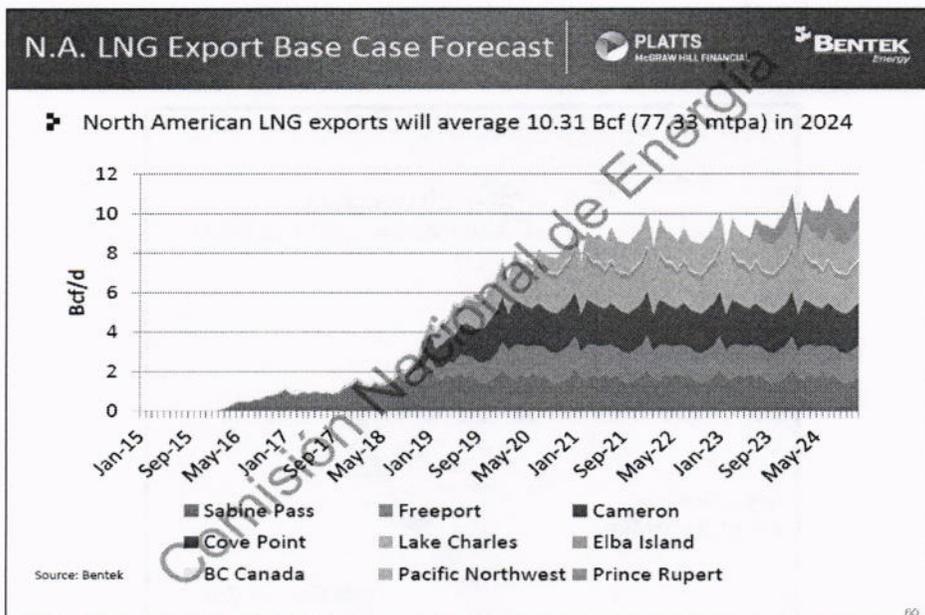


A partir de 2016, la fuente de suministro de LNG más competitiva para Chile deberían ser los terminales de licuefacción de USA, con los barcos metaneros pasando por el Canal de Panamá.



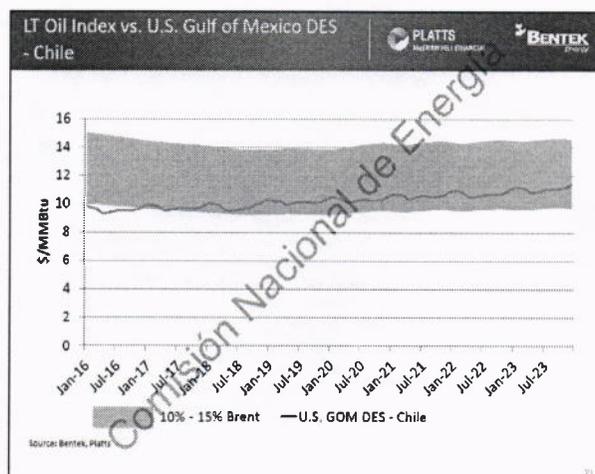
En 2016 deberían iniciarse las exportaciones de USA desde Sabine Pass y a continuación se agregaría la producción de Corpus Christi y del resto de los terminales de regasificación, en la medida que se conviertan en terminales de exportación de LNG:





**Términos relevantes de contratos desde Sabine Pass<sup>20</sup>:** (i) contratos *take or pay* a 20 años; (ii) precio FOB 115% HH + 2,25 y 115% HH + 3,0; (iii) el Gas Natural (HH) se compra sin contratos de largo plazo. El valor base de 2,25 de la fórmula paga la inversión del terminal (Tarifa regasificación de Sabine Pass = 0,35 USD/MMBtu + tarifa que paga la inversión de reconversión del terminal = 1,9 USD/MMBtu).

En la figura a continuación, que es parte de una presentación de Bentek a la CNE, se muestra el rango de precios al que se podría obtener el LNG y, en rojo, el precio al que debería llegar LNG a Chile desde los terminales de USA:



<sup>20</sup>Cheniere Corporate Presentation November 2014  
([phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=iral-presentations](http://phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=iral-presentations))

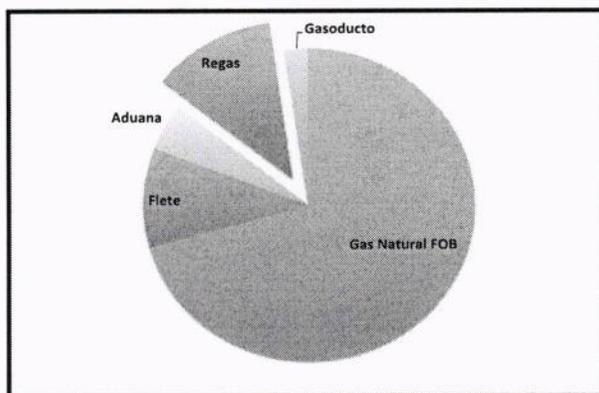
**e) Estructura de precio del Gas Natural proveniente de LNG.**

En la tabla a continuación se muestra la estructura del gas natural proveniente de LNG. Esta tabla fue preparada por los Consultores, considerando: (i) precio FOB<sup>21</sup> del LNG calculado según fórmula 1,15 HH + 3,0 y 10% Brent; (ii) Flete desde terminales de USA de 1 USD/MMBtu; (iii) Costo de regasificación correspondiente al terminal con la capacidad ampliada a 15 MMm3/día y (iv) costo de transporte del gas natural hasta Quillota.

	Henry Hub (USD/MMBtu)		Brent (USD/Bbl)	
	4	6	80	100
	<b>USD/MMBtu</b>			
<b>Precio FOB</b>	<b>7.6</b>	<b>9.9</b>	<b>8.0</b>	<b>10.0</b>
Flete	1.0	1.0	1.0	1.0
<b>Precio DES</b>	<b>8.6</b>	<b>10.9</b>	<b>9.0</b>	<b>11.0</b>
Derecho Aduana	0.5	0.7	0.5	0.7
<b>Precio Internado</b>	<b>9.1</b>	<b>11.5</b>	<b>9.5</b>	<b>11.6</b>
Regasificación	1.2	1.2	1.2	1.2
Gasoducto	0.3	0.3	0.3	0.3
<b>Costo Quillota</b>	<b>10.6</b>	<b>13.0</b>	<b>11.0</b>	<b>13.1</b>
<b>90% Diesel</b>	<b>15.0 - 22.0</b>			

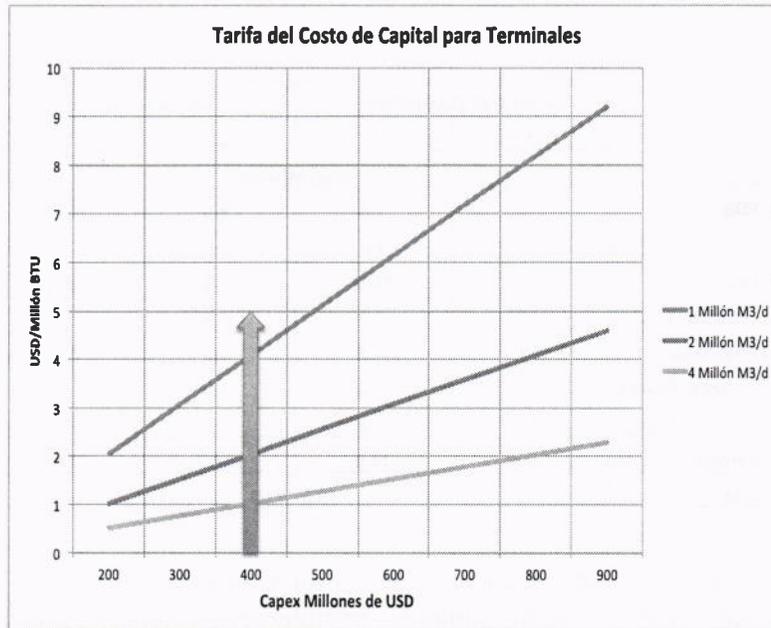
Cuando el LNG comience a llegar a Chile desde los terminales de USA, el costo en Quillota bajaría al menos en los Derechos de Aduana y, posiblemente, también podría reducirse el flete dependiendo de la tarifa de paso por el Canal de Panamá.

Sobre el 70% del precio del gas natural puesto en Quillota corresponde al precio del LNG, puesto en el barco metanero en el puerto de carga.



<sup>21</sup> FOB = Free On Board (LNG puesto en el barco metanero en el puerto de carga)

Como se observa en la figura siguiente, en el caso de un terminal flotante de regasificación de LNG (FSRU)<sup>22</sup>, asumiendo una inversión de 150 MMUSD más 250 MMUSD del barco, la tarifa para rentabilizar la inversión estaría entre 1 y 4 USD/MMBtu, dependiendo del *send out*<sup>23</sup>.



<sup>22</sup> *Floating Storage Regasification Unit*

<sup>23</sup> *Capacidad de regasificación contratada.*

## Capítulo 2

### Gas Natural en la generación de energía eléctrica en Chile

En este capítulo se incluye la revisión crítica de las condiciones de contratos para tener acceso al Terminal de Regasificación de GNL Quintero y el análisis de la factibilidad de operar las unidades de almacenamiento de LNG en modalidad de “embalse”, para dos escenarios, considerando las restricciones operacionales relevantes.

#### 2.1. Alternativas de Suministro de LNG a Chile

##### a) Especificaciones, Derechos de Aduana y Transporte

Factores como especificaciones del LNG, existencia de tratados comerciales que eximen del pago de aranceles aduaneros y costos de transporte son muy relevantes al momento de identificar fuentes competitivas de abastecimiento de LNG.

Las especificaciones del gas natural en Chile se rigen por la NCh 2264 Of. 2009 “Gas natural - Especificaciones” que fija las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo y establece límites a la presencia de componentes.

La principal restricción, que limita traer a Chile LNG de ciertos orígenes, es el **Índice de Wobbe cuyo valor máximo según la norma chilena es 52.125 MJ/m<sup>3</sup>** (ver Anexo N°5)<sup>24</sup>.

Teniendo en consideración la NCh 2264 Of. 2009 es posible identificar compatibilidades e incompatibilidades de las diferentes fuentes de origen del LNG:

- ❖ **Orígenes compatibles siempre:** Trinidad & Tobago, Guinea Ecuatorial, Egipto, Alaska, Nuevos proyectos de EEUU cuando comiencen a operar.
- ❖ **Orígenes compatibles a veces** (depende, entre otros factores, del tren de producción y velocidad del barco<sup>25</sup>): Qatar, Argelia, Indonesia, Noruega, Australia
- ❖ **Orígenes no compatibles:** Malasia, Omán, UEA, Perú, Nigeria, Libia, Brunei, Yemen

El costo de transporte es también una variable a considerar ya que, dependiendo del origen, tipo de contrato y tarifas en el mercado, los costos de transporte entre diferentes orígenes pueden variar en hasta 1 USD/MMBtu.

<sup>24</sup> *Mega Joule por metro cúbico*

<sup>25</sup> *Cuando el barco se mueve, por ejemplo por la mayor velocidad, se produce vaporización de componentes más livianos, con lo que puede aumentar el Índice de Wobbe.*

Respecto de los aranceles aduaneros, resultan particularmente relevantes para Chile: USA, Perú y Angola. De estos tres posibles orígenes, el LNG de Perú no cumple con la Norma Chilena (Nch 2264 Of. 2009) y en el caso del LNG de Angola, existe aún una incertidumbre, que deberá resolverse una vez que la planta de licuefacción esté en operación.

**b) Mercados y Proveedores relevantes**

En términos globales, las opciones de suministro de LNG para Chile serían desde Trinidad & Tobago, Argelia, Angola y luego desde terminales de USA.

Potenciales proveedores son: Shell; GNF (Gas Natural Fenosa); GDF Suez; Total; Cheniere; Angola (Sonangol/Chevron); Kitimat (Apache/Chevron).

A partir de 2016, con la entrada en operación de Terminales de Licuefacción de USA y de la ampliación del Canal de Panamá, USA debería ser la principal fuente de suministro de LNG de Chile, por menores costos de transporte, liberalización de pago de aranceles aduaneros y precio FOB indexado al precio del gas natural en USA, que se proyecta tenga mucho menos volatilidad que el petróleo crudo.

Es importante tener presente que Gas Natural Fenosa tiene contratos por 5 mtpa<sup>26</sup> con los terminales de USA de Sabine Pass y Corpus Christi, mientras que ENDESA tiene un contrato por 2,25 mtpa. Esto es importante dada la participación de ambas empresas en el mercado chileno tanto de gas natural como de generación.

**c) Precios "spot" vs contratos**

El costo de suministro *spot* de LNG, en comparación con contratos *take or pay* de largo plazo, es normalmente más alto. Esta diferencia, entre 4 y 5 USD/MMBtu, se ilustra en la figura de la página 17 para el mercado de Japón.

Otra característica del mercado *spot* es su fuerte estacionalidad y volatilidad. La estacionalidad se refleja en variaciones muy relevantes de precio, dada la baja flexibilidad de la oferta: el precio más alto (15% Brent) se da en los meses de invierno en el hemisferio norte y el más bajo (11% Brent) entre los meses de mayo y octubre.

## **2.2. Acceso a terminal de regasificación de GNL Quintero**

**a) Capacidad utilizada/disponible en GNL Quintero**

La capacidad actual del Terminal Quintero (10 MMm<sup>3</sup>/día) está 100% contratada por ENAP, ENDESA y METROGAS, en partes iguales.

---

<sup>26</sup> 5 mtpa equivalentes a 19,4 millones m<sup>3</sup> por día (corresponde a 12 centrales de ciclo combinado operando en forma continua).

A comienzos de 2015 se pondrá en operación la ampliación de capacidad de 5 MMm<sup>3</sup>/día, para llegar a 15 MMm<sup>3</sup>/día), que también está 100 % contratada por ENAP, ENDESA y METROGAS.

Adicionalmente está en estudio una segunda ampliación de 5 MMm<sup>3</sup>/día, para llegar a 20 MMm<sup>3</sup>/día. De esa ampliación, 1,8 MMm<sup>3</sup>/día serían contratados por ENAP, ENDESA y METROGAS y 3,2 MMm<sup>3</sup>/día están en proceso de licitación. Este proyecto de ampliación está terminando su EIA y se estima un plazo de 2 años para tener disponible la capacidad de regasificación de 20 MMm<sup>3</sup>/día y de 3,5 años para tener disponible el tercer estanque, ambos plazos contados desde el proyecto con RCA. En consecuencia, los 20 MMm<sup>3</sup>/día estarían disponible no antes de Enero de 2018 y el tercer estanque no antes de Julio de 2019.

A partir de Enero de 2015 la capacidad de regasificación de cada uno de los cargadores que tienen contrato con GNL Chile sería la siguiente:

- i. ENDESA: 5,5 MMm<sup>3</sup>/día
- ii. ENAP: 4,5 MMm<sup>3</sup>/día
- iii. METROGAS: 5,0 MMm<sup>3</sup>/día

La política comercial de METROGAS y ENAP apunta a vender gas natural a los generadores con un descuento sobre el precio del Diesel. En consecuencia, para tener acceso a LNG en el largo plazo a precios competitivos, similares a los actuales contratantes con GNL Chile, Colbún, AES Gener y cualquier otro generador distinto de ENDESA, deberían agregar demanda, y contratar directamente con GNL Chile en el proceso de licitación actualmente en desarrollo.

**b) Revisión crítica de las condiciones de contratos para tener acceso al Terminal de Regasificación de GNL Quintero**

El ingreso de un nuevo cliente al Terminal Quintero requiere que:

- ✓ Exista capacidad no contratada ó factibilidad de ampliar la capacidad del terminal.
- ✓ Firme contrato (TUA y GSA)<sup>27</sup> a 10 ó 20 años con GNL Chile, que considere una capacidad a firme de regasificación del Terminal de a lo menos 600.000 m<sup>3</sup>/día y un requerimiento de abastecimiento de LNG.
- ✓ GNL Chile acuerde un nuevo contrato con un proveedor de LNG (LNG SPA)<sup>28</sup> para cubrir el requerimiento del nuevo GSA.

<sup>27</sup> Terminal Use Agreement; Gas Sale Agreement

<sup>28</sup> LNG Sale and Purchase Agreement

El ingreso de un nuevo cliente no requiere la modificación de los contratos vigentes entre GNL Chile y sus actuales clientes.

El esquema societario (GNL Chile y GNL Quintero) y contractual (TUA, GSA y LNG SPA) fue diseñado para asegurar acceso de nuevos clientes. Permite, a través de GNL Chile, el uso compartido del Terminal por varios cargadores y la programación anual de barcos de LNG y entregas de Gas Natural, a través de un mecanismo de préstamo entre cargadores (*borrow & lending*)

Los contratos de suministro de gas natural (TUA y GSA)<sup>29</sup> incorporan como parte de la tarifa:

- i. Los costos por uso del Terminal, por servicios de recepción de LNG, almacenamiento, regasificación y entrega de Gas Natural en Quillota;
- ii. Los costos por la compra del LNG y
- iii. Los servicios de comercialización de GNL Chile.

La tarifa de uso del Terminal es equivalente a 1,5 USD/MMBtu para la capacidad actual y bajaría a 1,1 USD/MMBtu para la capacidad ampliada a 15 MMm<sup>3</sup>/día.

**Operación del Terminal - Programación Anual:** El terminal de GNL Quintero tiene limitaciones en la flexibilidad operativa, que quedan fijadas por la obligación de mantener un volumen de LNG en estanque para asegurar el suministro de 15 días de consumo ResCom e Industrial y por la necesidad de disponer de capacidad de almacenamiento para descargar un barco, cuando arriba al terminal. La restricción antes indicada obliga a una cuidadosa programación de la llegada de los barcos de LNG en función de los consumos de los clientes. Incrementar la flexibilidad operativa es costoso, ya que cada estanque de LNG cuesta más de 200 MMUSD.

GNL Chile establece con sus clientes compromisos de suministro, almacenamiento y regasificación del LNG, de manera no discriminatoria, en el proceso de programación anual, que se desarrolla el año anterior entre Septiembre y Noviembre.

La programación incluye calendario de llegada de barcos con fechas estimadas de llegada, orígenes y cantidades de LNG a ser suministradas. La programación está basada en el uso optimizado de la capacidad de almacenamiento de LNG. Incumplimiento en demandas programadas de clientes o en llegada programada de barcos podría imposibilitar descarga de un barco, lo que puede traducirse en pago de *demurrage*<sup>30</sup> y hasta en la partida del barco metanero sin descargar.

---

<sup>29</sup> Terminal Use Agreement & Gas Sale Agreement

<sup>30</sup> Cargo correspondiente a demora del barco metanero

Si después de acordada la programación anual un cliente desea adquirir cantidades adicionales de LNG, GNL Chile revisa viabilidad mitigando el riesgo de incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

**c) Factibilidad de operar las unidades de almacenamiento de LNG en modalidad de “embalse”, considerando restricciones operacionales relevantes.**

En este apartado, se discute la flexibilidad que ofrece el terminal de GNL Quintero para operación en modalidad “embalse”. Se informa asimismo el resultado de algunas simulaciones para los escenarios que se describen más adelante.

En el Anexo N°1 se incorpora una simulación del ADP de los años 2015 y 2020, para determinar la factibilidad de uso del almacenamiento disponible del Terminal Quintero para operar en modalidad “embalse” y su costo. Se ha simulado la detención de centrales de generación en Abril, Julio y Agosto de 2015 y 2020.

Los aspectos principales de esta simulación, para los supuestos considerados, muestran que:

**ADP 2015:** Dada la limitación existente en la capacidad de almacenamiento solo sería factible detener una central en el mes de Abril cancelando 3 barcos metaneros, con un costo de 9,2 millones de dólares. Si la detención se hace a fines de Julio, sólo es necesario cancelar un embarque con un costo total de 4,6 millones de dólares. Si la detención se hace a fines de Agosto, el costo de cancelación del barco alcanza a 4,1 millones de dólares.

**ADP 2020:** Asumiendo que en ese año estaría en operación el tercer estanque en el terminal de GNL Quintero, sería factible detener dos centrales en el mes de Abril, cancelando 5 barcos metaneros, con un costo superior a los 31 millones de dólares. Cuando la detención se hace a fines de Julio, sólo es necesario cancelar tres buques con un costo de 20,4 millones de dólares. Si la detención de las centrales se realiza hacia fines de Agosto, se requiere cancelar tres embarques con un costo de 17,8 millones de dólares.

La tabla siguiente resume los costos de cancelación de buques descritos en los puntos anteriores: ADP 2015 y ADP 2020:

Caso	Año	Mes en que se detiene la generación	Buques cancelados	Costo Millones de USD
1	2015	Abril	3	9.2
2	2020	Abril	5	31.4
3-S	2015	Julio	1	4.6
4-S	2020	Julio	3	20.4
5-S	2015	Agosto	1	4.1
6-S	2020	Agosto	3	17.8

La conclusión es que la operación del terminal tiene poca flexibilidad, lo que restringe las posibilidades de cancelar barcos en caso que la evolución de la hidrología lo requiriera. En caso que se construya mayor capacidad de almacenamiento se incrementa la flexibilidad, sin embargo, esta es una decisión que debe evaluarse cuidadosamente dado que cada estanque de LNG cuesta sobre los 200 MMUSD.

### 2.3. Aspectos institucionales y reglamentarios

#### a) LNG en Manual de Procedimientos para informar el costo de combustibles (CDEC- SIC)

Es relevante destacar que, en lo que dice relación con el gas natural, el Manual de Procedimientos para que las empresas informen sus costos de combustibles (CDEC- SIC) fue diseñado bajo las condiciones contractuales de abastecimiento entre las empresas generadoras chilenas y los productores argentinos, existentes en la década de los 90.

El citado Manual de Procedimientos (Res 62-2000 modificado el 2011) requiere que la información relativa al Gas Natural se reporte en el siguiente formato:

#### ***Precio del gas natural licuado puesto en la central [USD/miles de m<sup>3</sup>]***

	<i>Ítem</i>	<i>Descripción</i>
(a)	<i>Precio CIF</i>	
(b)	<i>Gas combustible y Pérdidas en Chile</i>	<i>Como porcentaje del Valor CIF</i>
(c)	<i>Derechos de Internación</i>	<i>Según el valor vigente para el año correspondiente.</i>
(d)	<i>Agente de Aduana</i>	<i>El valor convenido por la empresa, o a falta de este un 0.06% del valor CIF</i>
(e)	<i>Regasificación</i>	<i>Según lo informado por la empresa conforme a lo estipulado en su contrato vigente.</i>
(f)	<i>Impuesto sustitutivo y Comisión Bancaria</i>	<i>El valor justificado por la empresa o a falta de ello un 0,2% del valor CIF</i>
(g)	<i>Costo de Compresión de gas</i>	<i>Si corresponde</i>
(h)	<i>TOTAL</i>	<i>(a) + (b) + (c) +(d) + (e) + (f) + (g)</i>

El valor CIF de la tabla anterior corresponde (Manual de Combustible punto 4.1) a la suma de las siguientes partidas:

- i. **Costo FOB:** Valor del Gas en Boca de Pozo
- ii. **Gas Combustible y Pérdida:** Como porcentaje del Valor FOB
- iii. **Transporte hasta frontera:** Según lo informado por la empresa
- iv. **Seguro:** Valor informado por la empresa

Adicionalmente, el punto 4.3 del Manual indica que “Para el resto del período de planificación, los precios a informar se determinarán de acuerdo con los contratos de suministro vigentes. En el caso que no existan contratos de suministro, el precio del gas natural para el resto del período de planificación se informará de acuerdo con la estructura definida en el punto 4.1, considerando para el costo FOB el valor del gas en Boca de Pozo en la cuenca que corresponda, para el mismo período correspondiente del año anterior”

El precio del gas determinado de acuerdo al desglose anterior deberá ser referido a un valor equivalente a 9.300 kcal/m<sup>3</sup> estándar pcs<sup>31</sup>. Adicionalmente se deberá establecer en la declaración si existen contratos del tipo *take or pay* suscritos con los suministradores correspondientes del insumo.

De la lectura del Manual, resulta evidente que la obligación de informar estaba adecuada a la importación de gas natural desde Argentina vía gasoducto y es indispensable modificarla para adecuarse tanto a la importación de LNG vía el Terminal Quintero como a potenciales importaciones desde Argentina.

En consecuencia, se recomienda modificar el Manual, en lo que dice relación con el gas natural, para adecuar la información que deben entregar los Generadores a las características de los contratos de suministro de LNG. En lo principal:

- ✓ Precio CIF Quintero, se debe reportar en USD/Mm3 de Gas Natural de 9.300 kcal/m3 para, cada uno de los buques.
- ✓ Fecha programada de arribo del (o los) buques considerados.
- ✓ Fórmula de cálculo del precio indicando el indexador (Henry Hub, Brent, NBP, Diesel o el que corresponda) y la fecha del intervalo de *pricing*<sup>32</sup> para cada uno de los embarques
- ✓ Condiciones y costos de cancelación de los embarques (fecha máxima de cancelación del embarque y costo de la misma)
- ✓ Si el contrato de suministro es *take or pay* se deberá reportar tal condición.
- ✓ Origen del LNG y Derechos de Internación si corresponden
- ✓ Costos variables de regasificación
- ✓ Costos variables de transporte hasta la central de generación, si los hubiera

Es relevante tener a la vista que el suministro de gas natural desde Argentina tenía características muy particulares y que no aplican en lo absoluto al suministro de gas natural a partir de LNG.

---

<sup>31</sup> pcs: poder calorífico superior.

<sup>32</sup> Se refiere al período en que se debe considerar el precio del indexador de base para el cálculo del precio.

En efecto, los contratos de suministro de gas natural desde Argentina eran interrumpibles y sin obligación de tomar. La obligación que asumieron los generadores fue respecto de la tarifa de transporte (contrato de transporte de largo plazo).

Los contratos de compra de LNG tienen características radicalmente distintas:

- ✓ Se compra con contratos *take or pay* de largo plazo
- ✓ Re-direccionar y/o suspender cargamentos es un derecho muy acotado en los contratos LNG SPA.
- ✓ Con suministro de gas natural a través de LNG no es factible asumir que existe suministro de gas ilimitado, a un precio conocido y que este suministro puede suspenderse en cualquier momento sin costo.

#### **b) Acceso a información relevante**

Para efectos de representar adecuadamente en el modelo del CDEC-SIC los costos y condiciones de los contratos de abastecimiento de LNG/gas natural de los generadores y la factibilidad y costos de cancelar barcos, es fundamental que se viabilice el acceso a dichos contratos, aun cuando ellos tengan cláusulas de confidencialidad.

Conocer las fórmulas de precio es esencial para asegurar coherencia en las proyecciones, esto es, que en todas las proyecciones se utilicen los mismos indexadores, sean HH y/o Brent.

También sería relevante que exista acceso a las condiciones y costos asociados a la cancelación de barcos, en la medida que correspondan a condiciones contractuales que impacten en el modelo del CDEC-SIC. De esa forma será posible corregir lo que sucede en la actualidad: la CNE provee proyecciones de precio de gas natural basadas en proyección del precio del crudo Brent y HH, que no tienen por qué coincidir con las proyecciones de estos mismos indexadores implícitas en los precios informados por los generadores.

En resumen, debería existir acceso a los contratos LNG SPA y GSA en lo referido a:

- ✓ Fórmulas de precio de compra del LNG, indexadores y pricing.
- ✓ Condiciones de cancelación de barcos (plazos, costos y otras condiciones relevantes).

Respecto de las fórmulas de precio del LNG importado (DES Quintero), es relevante destacar dos aspectos:

- ✓ Los Consultores, autores del presente informe, han estimado los parámetros para las fórmulas de precio de los contratos de importación de LNG, considerando las

importaciones efectivas del año 2014 según base de datos del Servicio Nacional de Aduanas<sup>33</sup> y teniendo a la vista la estructura de las fórmulas de precio del Capítulo 1 c). Los Consultores estiman que las fórmulas de precio del LNG DES Quintero<sup>34</sup> serían del orden de: (i) 1,15 HH + 4 y (ii) 10% Brent.

- ✓ Las fórmulas de precio de venta del LNG en el mundo suelen ser públicas. Por ejemplo, se conoce en detalle todos los contratos firmados para venta de LNG desde los terminales de USA<sup>35</sup> incluyendo identificación del comprador, cantidad contratada y fórmula de precio FOB del LNG (ver **Anexo N°6**).

---

<sup>33</sup>Las bases de datos de aduana pueden adquirirse a través de varias páginas: (i) <http://www.datasur.com/>; (ii) <http://www.saeta.cl/>; (iii) <http://www.legalpublishing.cl/>

<sup>34</sup>Delivey Ex Ship en el Terminal de GNL Quintero.

<sup>35</sup>Cheniere Corporate Presentation November 2014  
([phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=iral-presentations](http://phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=iral-presentations) )

## **Capítulo 3**

### **Situación actual de contratos de suministro de LNG**

#### **3.1. Alcance**

Se proyectó estimar, a partir de información pública y entrevistas con ENAP, ENDESA y METROGAS, la disponibilidad de gas natural y su precio, sobre la base de los contratos existentes, incluyendo la estimación de volúmenes disponibles para las empresas contratantes en GNL Chile, así como sus flexibilidades y posible suministro adicional, tanto en volumen como en precio. Con esta data y el consumo propio previsto para METROGAS y ENAP se proyectó estimar sus posibles excedentes y precios.

En lo principal se logró agendar reuniones con ENAP, METROGAS y GNL Chile, con la participación de profesionales del CDEC-SIC.

La obligación de los Consultores es entregar una proyección de disponibilidad, adicional a la anterior, precio y condiciones de suministro de LNG por el terminal de GNL Quintero.

Para cada mes del período de 6 años que se inicia en enero 2015 y en dos escenarios, con y sin ampliación del Terminal Quintero a 20 millones de m<sup>3</sup>/día de capacidad de regasificación, el entregable comprometido es el siguiente:

- ✓ Volumen mínimo y máximo y precio factible de obtener mediante contratos de largo plazo de suministro de LNG. Se busca identificar a lo menos 2 escenarios factibles.
- ✓ Volumen mínimo y máximo y precio factible para compras *spot*. Se debe indicar en cada mes la fecha más tardía en que se debió tomar la decisión de compra para que efectivamente se disponga de suministro en cada ocasión.

El caso con ampliación serviría también para representar la eventual presencia de LNG transportado y regasificado en forma directa en plantas flotantes de regasificación (FSRU).

#### **3.2. Disponibilidad de gas natural y precio para contratos existentes**

En las reuniones con ENAP, METROGAS y GNL Chile no fue posible obtener información relevante respecto de cantidades, precios del LNG y condiciones para cancelar barcos.

Teniendo en consideración que los contratos base, renegociados a fines de 2012, eran por 6,6 MMm<sup>3</sup>/día (2,2 MMm<sup>3</sup>/día para cada empresa) se estima que dicha cantidad se

mantuvo para los **Contratos Base** y se agregó una cantidad igual para **Contratos AQ**<sup>36</sup> que se programan anualmente en el ADP que se estructura entre septiembre y noviembre de cada año. En la base antes indicada, la cantidad total contratada permitiría programar anualmente hasta 13,2 MMm3/día, a pesar que la capacidad actual está limitada a 10 MMm3/día, lo que tiene sentido considerando que a fines de 2012 ya estaba tomada la decisión de ampliar la capacidad del terminal.

La política de venta de gas natural de ENAP y METROGAS no considera precio referido al costo de sus contratos, sino más bien al precio del combustible alternativo que es Diesel. En consecuencia el precio de los contratos existentes solo es relevante para el suministro de gas natural de ENDESA.

Dado que los actuales cargadores del terminal Quintero no informaron fórmulas de precio ni condiciones referidas a cancelación de barcos, los Consultores desarrollaron estimaciones propias para los contratos de suministro actual tal como se detalla en Capítulo 2:

- i. **Fórmulas de Precio para Contrato Base** (referido a HH) y **Contrato AQ** (referido a Brent) de Endesa, en USD/MMBtu:
  - ✓ Contrato Base: 1,15 HH + 4
  - ✓ Contrato AQ: 10% Brent
  
- ii. **Flexibilidad:** El contrato base tiene posibilidades limitadas de cancelar barcos, que no son conocidas. Las cantidades que son suministradas bajo los términos del Contrato AQ, en cambio, se programan anualmente en el ADP.

### 3.3. Precio al que podrían firmarse nuevos contratos de LNG/Gas Natural.

En **Anexo N°4** se muestran las proyecciones de precios mensuales, para los distintos escenarios descritos en **Anexo N°3**, las que se resumen<sup>37</sup> en la tabla a continuación, como promedios anuales:

**Precios GNL DES (promedio Anual) USD/MMBtu**

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
BASE	1,15 HH + 4,0	9,18	9,17	9,38	9,55	9,66	9,82
Adicional Quantity (AQ) Reference Case	0,10 * Brent	10,60	10,78	10,65	10,78	11,12	11,54
Adicional Quantity (AQ) Low Prices Case	0,10 * Brent	8,96	8,14	8,02	8,08	8,19	8,33
SPOT Reference Case		13,32	13,26	13,18	13,45	13,92	14,46
SPOT Low Prices Case		10,40	9,97	9,93	10,04	10,18	10,37
Nuevo Contrato	1,15 HH + 4,5	9,71	9,70	9,91	10,08	10,19	10,35
Proyección CNE (1)		12,89	12,41	12,20	11,59	10,16	9,82

(1) La proyección de la CNE considera 12% Brent hasta 2018. En adelante utiliza 1,15 HH + 4,5. Agrega 0,12 USD/MMBtu por Terminal

<sup>36</sup> Additional Quantity

<sup>37</sup> Los precios correspondientes a **Proyección CNE** corresponden a los informados en Informe de Fijación Precios de Nudo, Octubre 2014 "ITP SIC OCT2014.pdf"

### 3.4. Precios “spot”

En **Anexo N°4** se muestran los precios mensuales para los escenarios correspondientes a compras *spot*. Estos escenarios consideran una fórmula de precio, DES Quintero, igual a:

- i. 15% Brent para los meses de Diciembre y Enero
- ii. 14% para el mes de Febrero
- iii. 13% para el mes de Marzo
- iv. 12% para el mes de Abril
- v. 11% Brent entre los meses de Mayo y Octubre

Los precios proyectados para el crudo Brent corresponden a EIA: *Reference Case & Low Oil Price Case*.

### 3.5. Flexibilidad y cancelación de contratos

Aplica a cancelación de barcos programados, con aviso de 45 a 60 días antes de la fecha de llegada programada. El supuesto es que los barcos pueden venderse en Europa a un precio referido a NBP. El precio que recibiría el generador que cancela un barco sería del orden de  $0,93 \text{ NBP} - 0,3^{38}$ .

En consecuencia el **costo unitario neto de la cancelación, en USD/MMBtu**, es igual al **(Precio de Compra) – (0,93 NBP – 0,3)**.

---

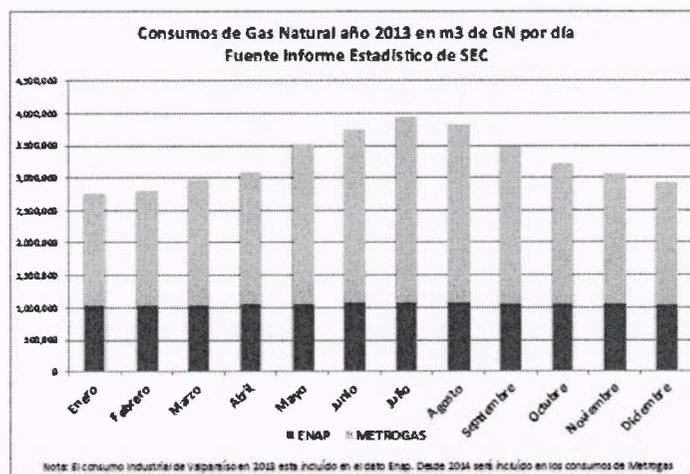
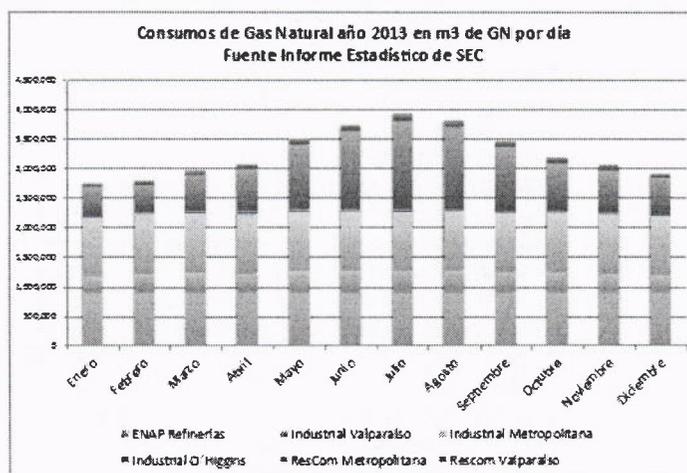
<sup>38</sup> Corresponde a estimación de los Consultores, en base a referencias de mercado.

## Anexo N° 1

### Factibilidad de uso del almacenamiento del Terminal Quintero en modalidad embalse.

#### Bases de la simulación:

1. **Consumos Residencial y Comercial e Industrial:** Los consumos Residencial y Comercial, que por su naturaleza no son interrumpibles, muestran una alta estacionalidad como se ve en la figura siguiente<sup>39</sup> en que los consumos han sido segregados por región y tipo. El consumo industrial por su parte no muestra una estacionalidad tan marcada.



<sup>39</sup>Fuente Informe Estadístico SEC 2013, elaboración propia. El gas natural Residencial /Comercial incluye lo que la SEC clasifica como Consumo Fiscal y el Gas Natural Vehicular.

**2. Proyección de los consumos por *offtaker*<sup>40</sup> (excluida Endesa):** Las tablas siguientes muestran la proyección de los consumos ResCom e Industrial para el período Enero de 2015 a Diciembre de 2020, con el consumo industrial de la Región de Valparaíso incorporado en las cifras de METROGAS.

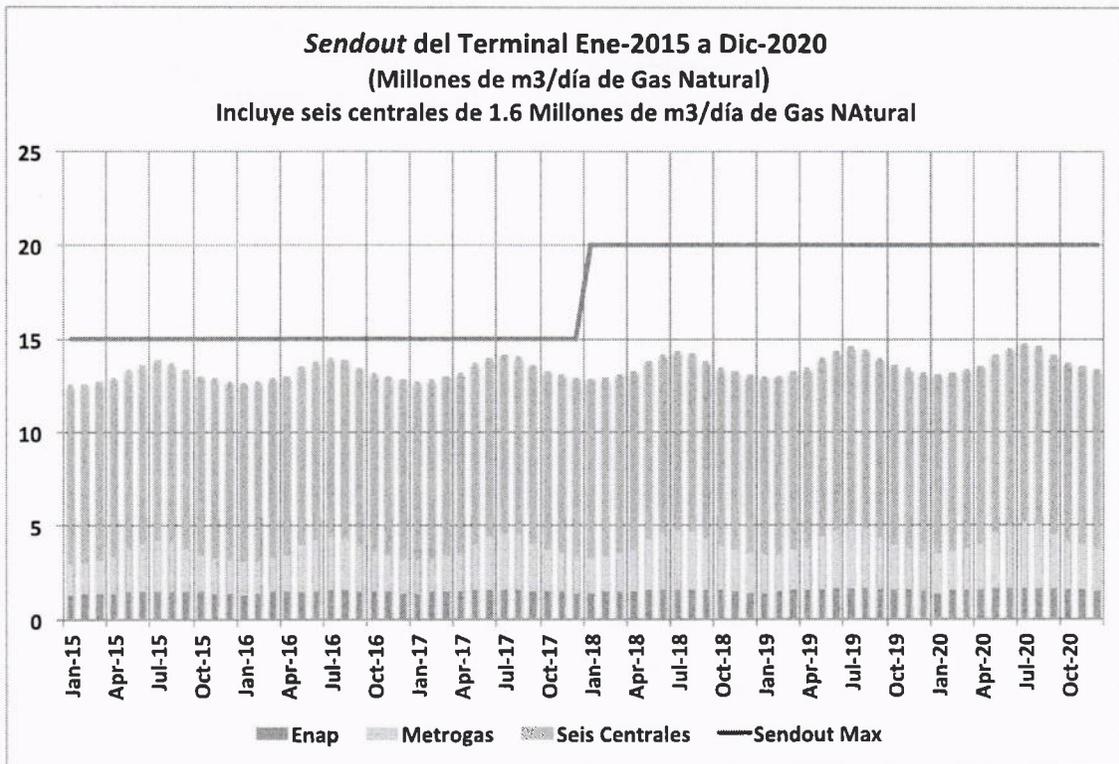
La proyección asume que los consumos crecen a una tasa de 5% anual, con excepción del consumo propio de Enap Refinerías que se mantiene constante. En la tabla a continuación se muestran las ventas de METROGAS y ENAP para abastecer consumos Residenciales, Comerciales e Industriales y, en el caso de ENAP, se incluyen además sus consumos propios.

Proyección de Consumos por <i>offtaker</i> . Promedio mensual en metros cúbicos por día de Gas Natural.									
		Metrogas	Enap	Total			Metrogas	Enap	Total
2015	Enero	1 633 051	1 318 499	2 951 550	2018	Enero	1 890 461	1 384 465	3 274 925
	Febrero	1 603 172	1 395 696	2 998 868		Febrero	1 855 872	1 473 830	3 329 702
	Marzo	1 750 311	1 426 522	3 176 833		Marzo	2 026 204	1 509 515	3 535 719
	Abril	1 872 933	1 433 201	3 306 134		Abril	2 168 154	1 517 247	3 685 401
	Mayo	2 319 464	1 470 865	3 790 329		Mayo	2 685 070	1 560 848	4 245 917
	Junio	2 556 388	1 493 462	4 049 850		Junio	2 959 338	1 587 006	4 546 345
	Julio	2 747 717	1 505 575	4 253 292		Julio	3 180 826	1 601 028	4 781 854
	Agosto	2 628 123	1 505 403	4 133 526		Agosto	3 042 381	1 600 829	4 643 210
	Septiembre	2 289 540	1 461 480	3 751 020		Septiembre	2 650 429	1 549 984	4 200 412
	Octubre	1 985 247	1 458 088	3 443 334		Octubre	2 298 171	1 546 057	3 844 228
	Noviembre	1 875 119	1 418 325	3 293 444		Noviembre	2 170 684	1 500 026	3 670 711
	Diciembre	1 780 614	1 352 797	3 133 411		Diciembre	2 061 283	1 424 169	3 485 452
2016	Enero	1 714 704	1 339 424	3 054 127	2019	Enero	1 984 984	1 408 688	3 393 672
	Febrero	1 683 331	1 420 481	3 103 811		Febrero	1 948 666	1 502 522	3 451 187
	Marzo	1 837 827	1 452 848	3 290 675		Marzo	2 127 514	1 539 991	3 667 505
	Abril	1 966 579	1 459 861	3 426 441		Abril	2 276 561	1 548 110	3 824 671
	Mayo	2 435 438	1 499 408	3 934 846		Mayo	2 819 323	1 593 890	4 413 213
	Junio	2 684 207	1 523 135	4 207 342		Junio	3 107 305	1 621 357	4 728 662
	Julio	2 885 103	1 535 853	4 420 956		Julio	3 339 867	1 636 080	4 975 947
	Agosto	2 759 529	1 535 673	4 295 202		Agosto	3 194 500	1 635 871	4 830 371
	Septiembre	2 404 017	1 489 555	3 893 571		Septiembre	2 782 950	1 582 483	4 365 433
	Octubre	2 084 509	1 485 992	3 570 501		Octubre	2 413 080	1 578 359	3 991 439
	Noviembre	1 968 875	1 444 242	3 413 116		Noviembre	2 279 219	1 530 028	3 809 246
	Diciembre	1 869 645	1 375 436	3 245 081		Diciembre	2 164 348	1 450 377	3 614 725
2017	Enero	1 800 439	1 361 395	3 161 834	2020	Enero	2 084 233	1 434 122	3 518 355
	Febrero	1 767 497	1 446 505	3 214 002		Febrero	2 046 099	1 532 648	3 578 747
	Marzo	1 929 718	1 480 491	3 410 209		Marzo	2 233 890	1 571 991	3 805 880
	Abril	2 064 908	1 487 855	3 552 763		Abril	2 390 389	1 580 515	3 970 904
	Mayo	2 557 209	1 529 379	4 086 588		Mayo	2 960 290	1 628 584	4 588 874
	Junio	2 818 417	1 554 292	4 372 709		Junio	3 262 670	1 657 424	4 920 095
	Julio	3 029 358	1 567 646	4 597 004		Julio	3 506 861	1 672 884	5 179 744
	Agosto	2 897 506	1 567 456	4 464 962		Agosto	3 354 225	1 672 664	5 026 889
	Septiembre	2 524 218	1 519 032	4 043 250		Septiembre	2 922 097	1 616 607	4 538 705
	Octubre	2 188 734	1 515 292	3 704 026		Octubre	2 533 734	1 612 277	4 146 011
	Noviembre	2 067 319	1 471 454	3 538 772		Noviembre	2 393 180	1 561 529	3 954 709
	Diciembre	1 963 127	1 399 208	3 362 335		Diciembre	2 272 565	1 477 896	3 750 461

<sup>40</sup> METROGAS y ENAP

**3. Capacidad de Vaporización (*sendout*) del Terminal:** a partir del primer trimestre de 2015, el *sendout de diseño* del terminal será de 15 MMm<sup>3</sup>/día de gas natural. En esas condiciones, el terminal está en condiciones de operar atendiendo los consumos ResCom e Industrial, indicados en la tabla anterior, y hasta el equivalente a seis centrales de ciclo combinado operando en base, cada una consumiendo 1,6 MMm<sup>3</sup>/día, sin que se supere el *sendout* máximo.

En Enero de 2018, se considera disponer de un *sendout* de 20 MMm<sup>3</sup>/día de gas natural.



**4. Capacidad de Almacenamiento del Terminal:** la capacidad de almacenamiento del terminal es de 300 mil metros cúbicos de LNG.

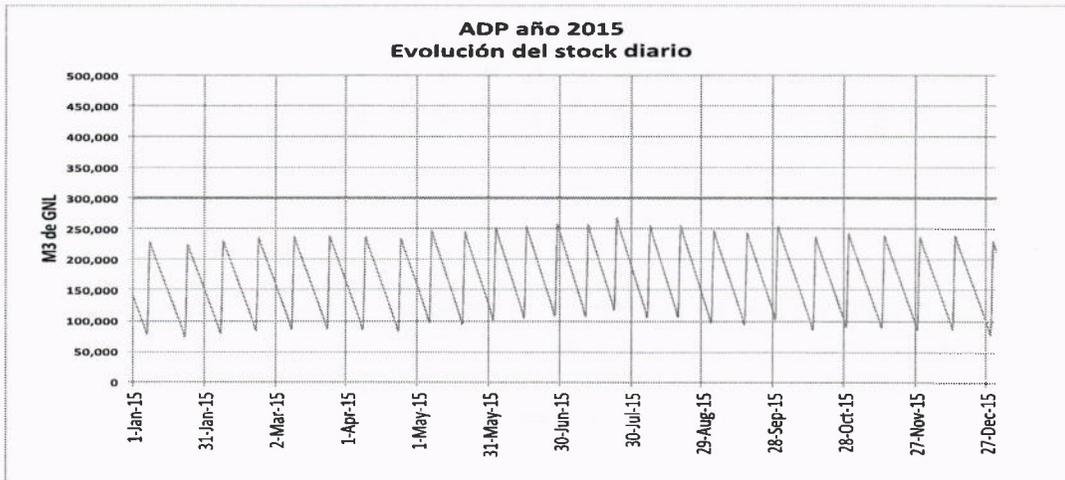
A partir de julio de 2019 se considera una capacidad de almacenamiento de 450 mil metros cúbicos de LNG.

5. **Calculo del ADP para los años 2015 y 2020:** La tabla siguiente muestra las condiciones para el *Annual Delivery Program* (ADP) de cada año.

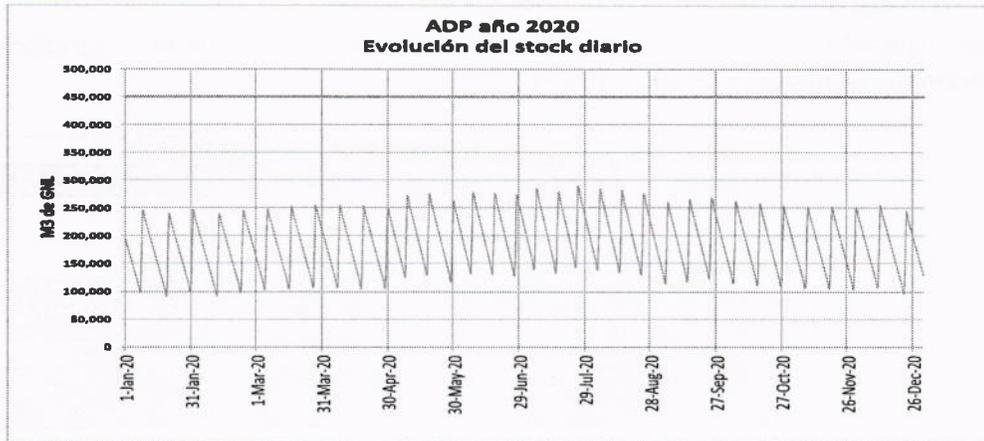
Descripción	Año	
	2015	2020
A Demandas Rescom e Industrial	Ver en este Anexo punto 2. Proyección de Consumos por <i>Offtaker</i>	Ver en este Anexo punto 2. Proyección de Consumos por <i>Offtaker</i>
B Stock Mínimo	Quince días de consumo Rescom+ Industrial	Quince días de consumo Rescom+ Industrial
C Capacidad de Estanques (Miles de m3 de GNL)	300	450
D Tamaño de Buques (Miles de m3 de GNL)	160	160
E <i>Sendout</i> máximo (Millones de m3 de Gas Natural por día)	15	20
F Centrales incluidas en ADP	2	3
G Consumo para generación (Millones de m3 de Gas Natural por día)	3.2	4.8

En las figuras siguientes se muestran los ADP para los años 2015 y 2020, para las condiciones definidas en la tabla anterior.

- ✓ Se asume que los ADP entran en vigor el 1 de Enero de cada año.
- ✓ La llegada de cada buque se calcula con el propósito de no violar la regla del stock mínimo.



En el ADP de 2015 aparecen en el programa 26 buques. El stock máximo se produce hacia fines de Julio alcanzando a 266.300 m<sup>3</sup> de LNG.



Para el año 2020, el programa considera la recepción de 34 buques. En este caso el stock máximo alcanza a 288.200 m3 de LNG, hacia fines de Julio.

El número de buques por año a recibir en el terminal, está dentro del rango factible para ambos ADP.

Como referencia, en la tabla siguiente<sup>41</sup> se muestra el número de buques atendidos por el Terminal entre el 2010 y el 1<sup>er</sup> Semestre de 2014:

Año	Número de Buques
2010	26
2011	36
2012	39
2013	41
1 <sup>er</sup> Sem 2014	21

<sup>41</sup> Datos tomados de [www.gnlquintero.cl](http://www.gnlquintero.cl)

### Escenarios de Simulación.

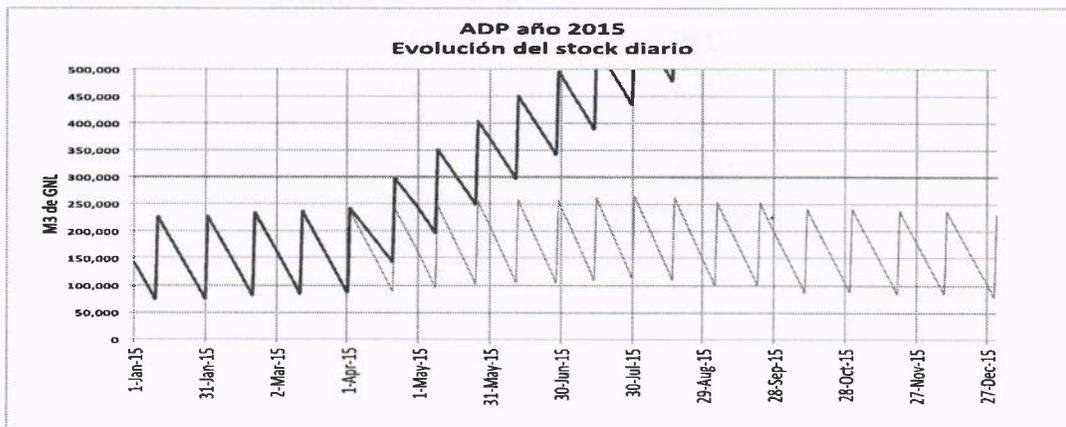
La tabla siguiente resume los elementos relevantes de los dos primeros escenarios de simulación evaluados para los años 2015 y 2020:

Descripción	Año	
	2015	2020
H Centrales sujetas a eventual detención producto del cambio de condición hidrológica	1	2
I Fecha de detención total o parcial	01-Abril-2015	01-Abril-2020
J Número de días de detención	180	180
K Plazo previo (días) para cancelación de los buques	45	45
L Precio de compra del GNL eventualmente cancelado USD/MMBtu	1.15 HH + 4	1.15 HH + 4
M Costo de cancelación USD/MMBtu	Precio de compra-(0.93 NBP-0.30)	Precio de compra-(0.93 NBP-0.30)

#### Caso 1: Cambio proyección hidrológica en año 2015.

Asume que la información disponible en el mes de Marzo de 2015 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP del año, cambia de forma tal que se requiere detener una de las dos centrales en operación a partir del 1 de Abril y por 180 días.

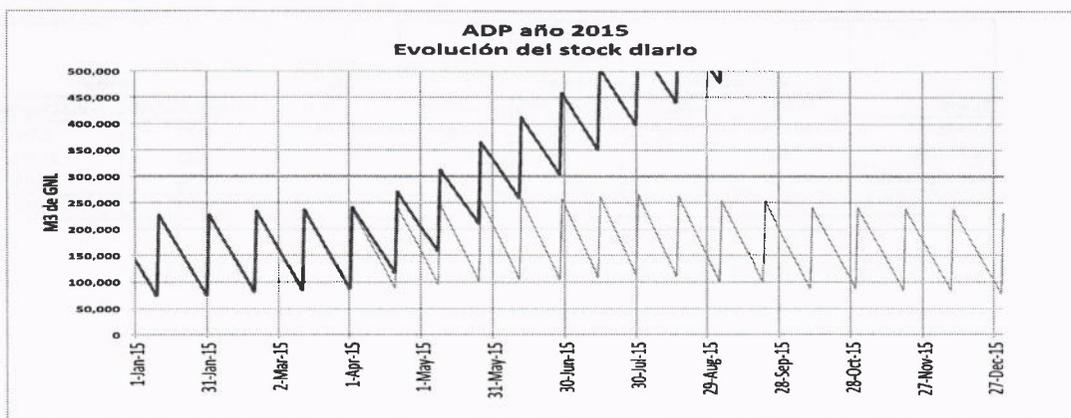
En el gráfico a continuación se muestra la evolución del *stock* (línea azul) en el ADP del año 2015, luego de la detención de una central, a partir del 1 de Abril de 2015, y antes de proceder a cancelar algún buque:



Se observa que, si se detiene completamente la central, el buque programado para el 21 de Abril lleva el *stock* del terminal al máximo y, a partir del buque programado para el 9 de Mayo, el problema se hace infactible.

Para resolver la infactibilidad antes indicada existen al menos las siguientes posibilidades:

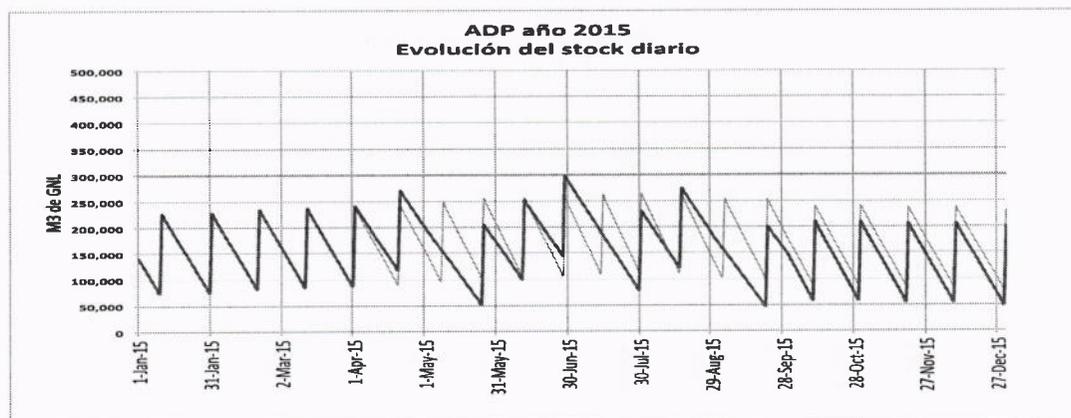
- a) Si, en lugar de detener completamente la central a partir del 1 de Abril, se mantuviera operando al 50% durante 30 días y luego se procediera con la detención total, el impacto sería como se muestra en la figura siguiente:



Con la medida evaluada se logra postergar el problema de capacidad máxima hasta el 9 de Mayo pero, para recuperar la factibilidad, deberían cancelarse algunos buques como se discute a continuación.

- b) **Cancelación de buques:** El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión señalada en el párrafo anterior alcanza 2,78 embarques ( $30 \cdot 0,5 \cdot 2,7 + 150 \cdot 2,7 = 445,5 / 160 = 2,78$ ).

La simulación realizada indica que los tres embarques a cancelar corresponden a los del 9 de Mayo, 15 de Julio y 4 de Septiembre. El buque programado para el 9 de Mayo y los siguientes son cancelables<sup>42</sup> con costos proyectables.



<sup>42</sup> Se supone que estas decisiones se están tomando en la primera quincena de Marzo de modo que la regla de 45 días de antelación se cumple

Se observa que con las dos medidas comentadas, esto es, “retraso” en la detención de la central y cancelación de tres barcos, se recupera la factibilidad del ADP. Para lograrlo se ha violado la regla del *stock* mínimo en ocho oportunidades. Esto, esperable porque se canceló tres buques en lugar de los 2,78, significa que no hay holguras para enfrentar atrasos de buques o indisponibilidad portuaria.

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base	Precio NBP	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30)	Costo	
	m3 GNL	MMbtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	Millones de USD	% del Cargamento
9 de Mayo	160.000	3.552.000	9,02	9,88	8,89	0,47	1,5%
15 de Julio	160.000	3.552.000	9,18	8,92	8,00	4,21	12,9%
4 de Septiembre	160.000	3.552.000	9,26	8,90	7,98	4,56	13,9%
<b>Total</b>						<b>9,23</b>	<b>9,5%</b>

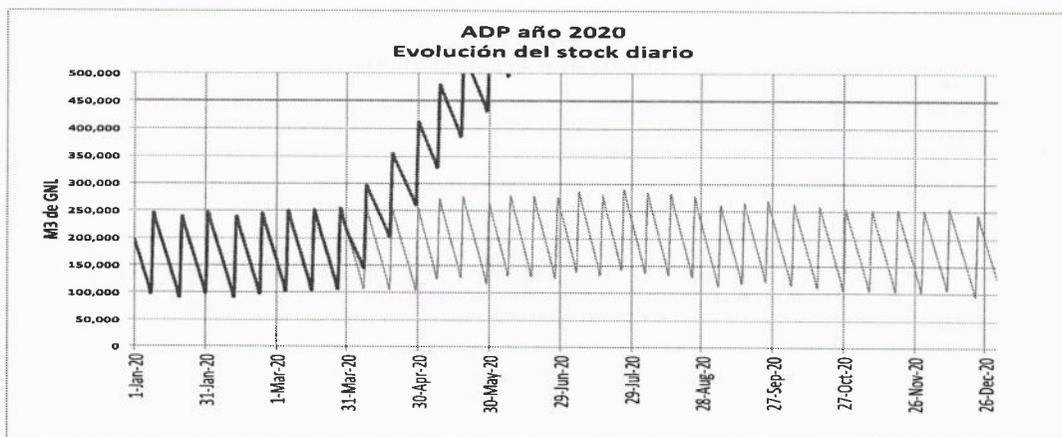
El costo total de la cancelación de los buques indicados supera los nueve millones de dólares, como se observa en la tabla que sigue:

La cancelación del buque del 9 de Mayo es menos costosa que los siguientes debido a que el precio del NBP para ese embarque superaba al precio del HH.

## Caso 2: Cambio proyección hidrológica en año 2020

Asume que la información disponible en el mes de Marzo de 2020 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP de ese año, cambia de forma tal que se requiere detener dos de las tres centrales en operación por 180 días a partir del 1 de Abril.

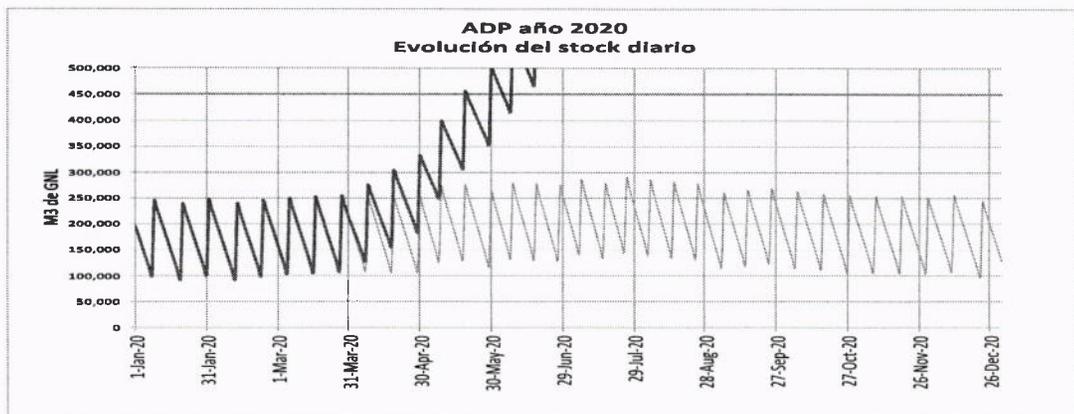
El gráfico a continuación muestra la evolución del *stock* (línea azul) en el ADP del año 2020 luego de la detención de dos centrales, a partir del 1 de Abril de 2020 y antes de proceder a cancelar algún buque:



Se observan dos diferencias respecto del caso recién analizado: **(i)** La pendiente de subida es más alta debido a que este caso considera detener dos centrales en lugar de una y **(ii)** debido a la mayor capacidad del Terminal se puede llegar hasta el buque del 9 de Mayo, sin superar la capacidad máxima.

De la misma forma utilizada en el caso precedente, se analizan dos opciones complementarias:

- a) Si, en lugar de detener completamente la dos centrales a partir del 1 de Abril, se detuviera sólo una durante 30 días y luego se procede con la detención de las dos el impacto sería como se muestra en la figura siguiente



Igual que en el caso anterior se logra postergar el problema de capacidad máxima hasta el 20 de Mayo pero, para recuperar la factibilidad del programa, deberá cancelarse algunos buques como se discute a continuación

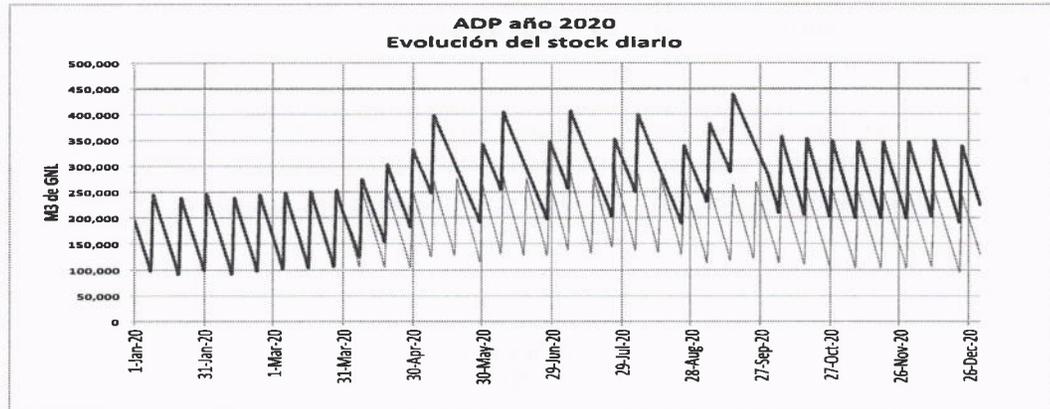
- b) **Cancelación de buques:** El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión señalada en el párrafo anterior alcanza 5,50 embarques ( $30 \cdot 0,5 \cdot 5,3 + 150 \cdot 5,3 = 880.1 / 160 = 5,50$ ).

Se debe entonces cancelar como máximo seis buques y la simulación realizada indica que es posible recuperar la factibilidad del ADP cancelando sólo cinco buques. Se trata de los buques que debieran arribar el 19 de Mayo, el 18 de Junio, el 17 de Julio, el 15 de Agosto y el 25 de Septiembre.

Todos los embarques mencionados son cancelables<sup>43</sup> a costos proyectables.

<sup>43</sup> Se supone que las decisiones se toman en la primera quincena de Marzo de modo que la regla de 45 días de antelación se cumple

La evolución del stock diario se muestra en la figura siguiente:



Como resultado de la cancelación de embarques, el stock se mantiene por encima del necesario para la operación y se evita el costo de la cancelación del sexto buque.

El costo total de la cancelación de los buques indicados supera los treinta y un millones de dólares como se observa en la tabla que sigue:

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base	Precio NBP	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30)	Costo	
	m3 GNL	MMbtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	Millones de USD	% del Cargamento
19 de Mayo	160.000	3.552.000	9,66	9,62	8,65	3,60	10,5%
18 de Junio	160.000	3.552.000	9,78	9,00	8,07	6,07	17,5%
17 de Julio	160.000	3.552.000	10,02	9,00	8,07	6,93	19,5%
15 de Agosto	160.000	3.552.000	10,17	9,00	8,07	7,46	20,6%
25 de Septiembre	160.000	3.552.000	10,15	9,00	8,07	7,39	20,5%
<b>Total</b>						<b>31,45</b>	<b>17,8%</b>

El impacto es mayor que en el caso previo porque el volumen de LNG cancelado y el diferencial de precio entre el Henry Hub y el NBP son mayores.

### Escenarios de Sensibilización.

Atendiendo a que la información de la condición hidrológica de un año cualquiera es más probable que sea conocida más tarde de lo supuesto en los dos casos anteriores, se ha evaluado escenarios en que la decisión de detener las centrales se toma hacia fines de Julio y hacia fines de Agosto. Los resultados se describen en las secciones siguientes:

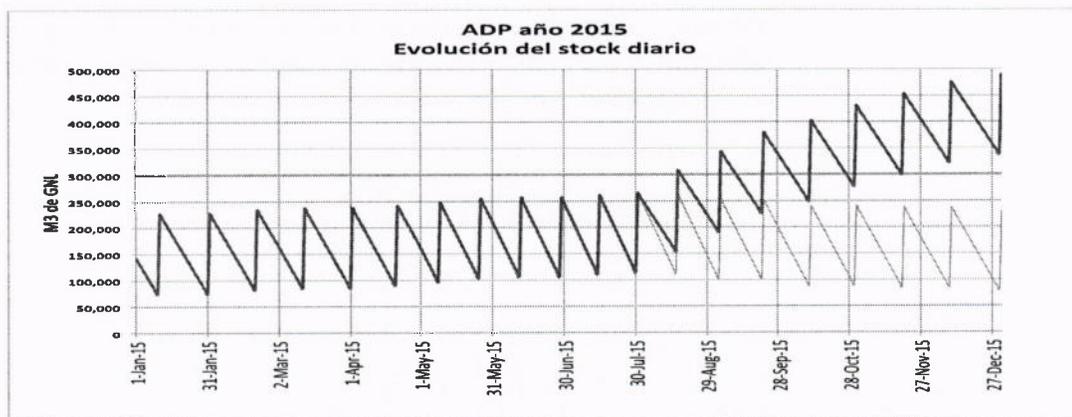
La tabla siguiente resume los elementos relevantes de este escenario de sensibilidad, que considera detener las centrales en el mes de Julio, para los años 2015 y 2010:

Descripción	Año	
	2015	2020
<b>H</b> Centrales sujetas a eventual detención producto del cambio de condición hidrológica	1	2
<b>I</b> Fecha de detención total o parcial	31-Julio-2015	31-Julio-2020
<b>J</b> Número de días de detención	150	150
<b>K</b> Plazo previo (días) para cancelación de los buques	45	45
<b>L</b> Precio de compra del GNL eventualmente cancelado USD/MMBtu	1.15 HH + 4	1.15 HH + 4
<b>M</b> Costo de cancelación USD/MMBtu	Precio de compra- (0.93 NBP-0.30)	Precio de compra- (0.93 NBP-0.30)

### Caso 3-S: Cambio proyección hidrológica en año 2015.

Asume que la información disponible en el mes de Junio de 2015 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP del año, cambia de forma tal que se requeriría detener una de las dos centrales en operación a partir del 31 de Julio y por 150 días (hasta el 31 de Diciembre).

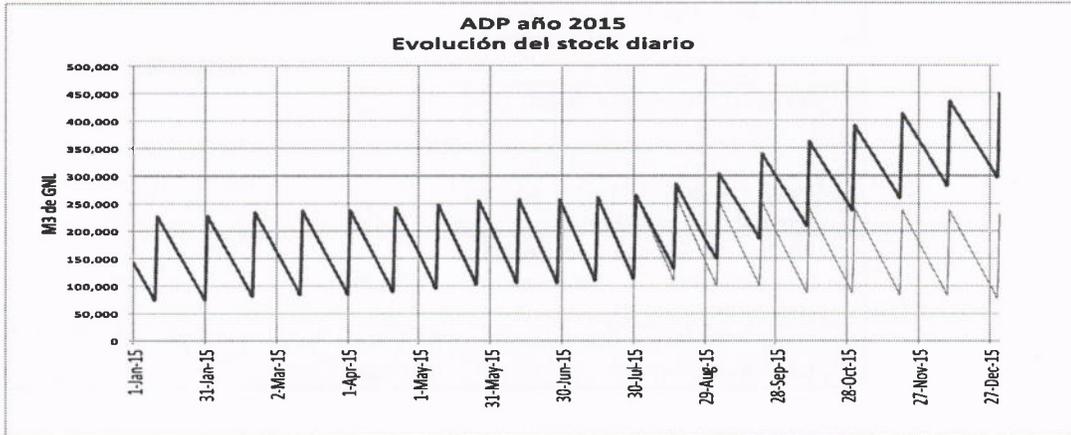
En el gráfico a continuación se muestra la evolución del *stock* (línea azul) en el ADP del año 2015, luego de la detención de una central, a partir del 31 Julio de 2015, y antes de proceder a cancelar algún buque:



Se observa que si se detiene completamente la central, el buque programado para el 17 de Agosto lleva el *stock* del terminal por encima del máximo haciendo el problema infactible.

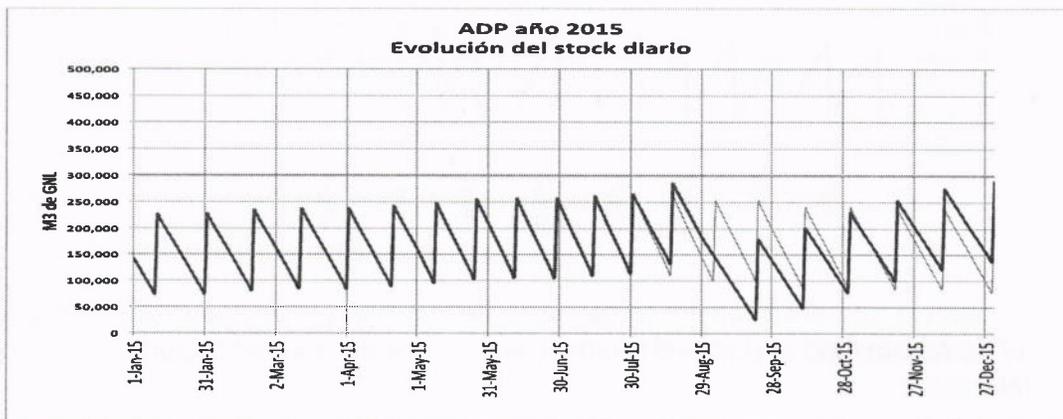
Para resolver la infactibilidad antes identificada existen varias posibilidades:

- a) Si, en lugar de detener completamente la central a partir del 31 de Julio se mantuviera operando al 50% durante 30 días y luego se procediera con la detención total, el impacto sería como se muestra en la figura siguiente:



Con la medida evaluada se logra postergar la infactibilidad hasta la llegada del buque programado para el 4 de Septiembre, lo que permite la cancelación de algunos buques como se discute a continuación.

- b) **Cancelación de buques:** El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión señalada en el párrafo anterior alcanza 2,25 embarques ( $30 \cdot 0,5 \cdot 2,7 + 120 \cdot 2,7 = 360/160 = 2,25$ ). Sin embargo la simulación realizada indica que basta con cancelar el buque programado para el 4 de Septiembre para recuperar la factibilidad durante el año 2015, en la medida que se acepte la reducción en el stock de seguridad que se observa el 21 de Septiembre. Naturalmente el stock de apertura para el ADP del año 2016 es alto lo que obliga a retrasar la llegada del primer buque a programar para dicho año.



El buque programado para el 4 de Septiembre es cancelable<sup>44</sup> con costos proyectables.

Se observa que, con las dos medidas comentadas: (i) “retraso” de la detención de la central y (ii) cancelación de un barco, se recupera la factibilidad del ADP.

Para lograrlo se ha violado la regla del *stock* mínimo en tres oportunidades. Esto significa tener una operación con menos holgura para enfrentar posibles atrasos de buques o indisponibilidad portuaria.

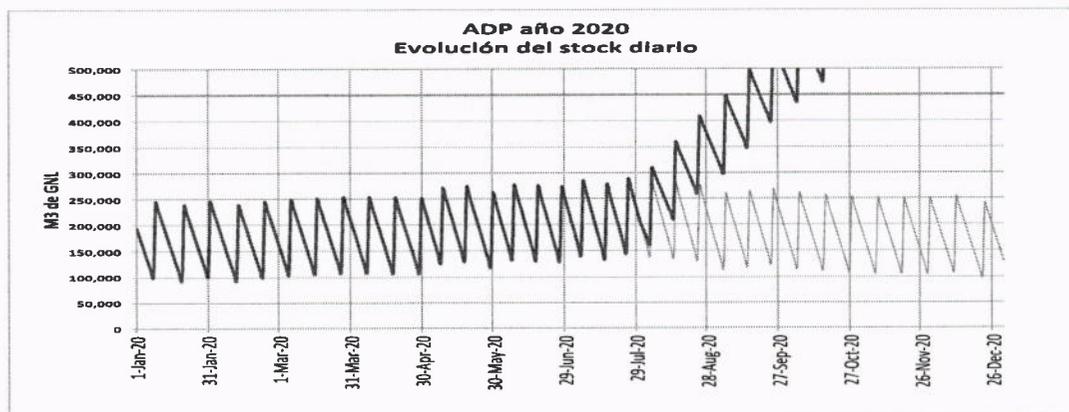
El costo total de la cancelación del buque indicado supera los cuatro millones de USD como se observa en la tabla que sigue:

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base	Precio NBP	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30)	Costo	
	m3 GNL	MMbtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	Millones de USD	% del Cargamento
9 de Septiembre	160.000	3.552.000	9,26	8,90	7,98	4,56	13,9%
Total						4,56	13,9%

#### Caso 4-S: Cambio proyección hidrológica en año 2020.

Asume que la información disponible en el mes de Junio de 2020 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP del año, cambia de forma tal que se requeriría detener dos de las tres centrales en operación a partir del 31 de Julio y por 150 días.

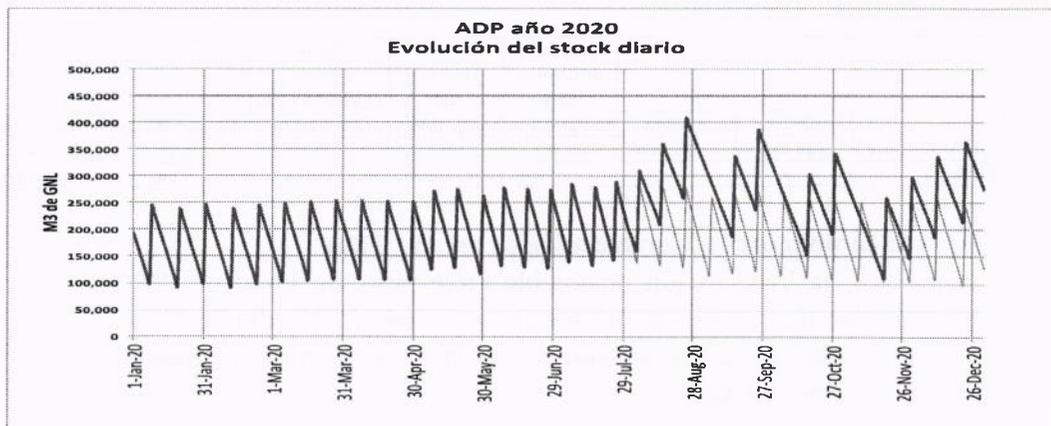
En el gráfico a continuación se muestra la evolución del *stock* (línea azul) en el ADP del año 2020, luego de la detención de dos de las tres centrales, a partir del 31 Julio de 2020, y antes de proceder a cancelar algún buque:



<sup>44</sup> Se supone que estas decisiones se están tomando en la primera quincena de Junio de modo que la regla de 45 días de antelación se cumple

Se observa que, si se detienen completamente la dos centrales, el buque programado para el 5 de Septiembre lleva el stock en el terminal al máximo. Dicho buque y los posteriores, son cancelables con costos proyectables. El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión señalada en el párrafo anterior alcanza a 5 embarques (150\*2\*2,7=801/160=5,0)

La simulación realizada indica que basta con cancelar 3 embarques (los programados para el 5 de Septiembre, 6 de Octubre y 8 de Noviembre de 2020) para recuperar la factibilidad en la operación del Terminal como se muestra en el gráfico a continuación:



El costo total de la cancelación de los tres embarques comentados supera los veinte millones de USD como se muestra en la tabla a continuación:

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base	Precio NBP	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30)	Costo	
	m3 GNL	MMbtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	Millones de USD	% del Cargamento
5 de Septiembre	160.000	3.552.000	10,15	9,00	8,07	7,39	20,5%
6 de Octubre	160.000	3.552.000	10,07	9,00	8,07	7,10	19,9%
8 de Noviembre	160.000	3.552.000	9,73	9,00	8,07	5,90	17,1%
<b>Total</b>						<b>20,39</b>	<b>19,2%</b>

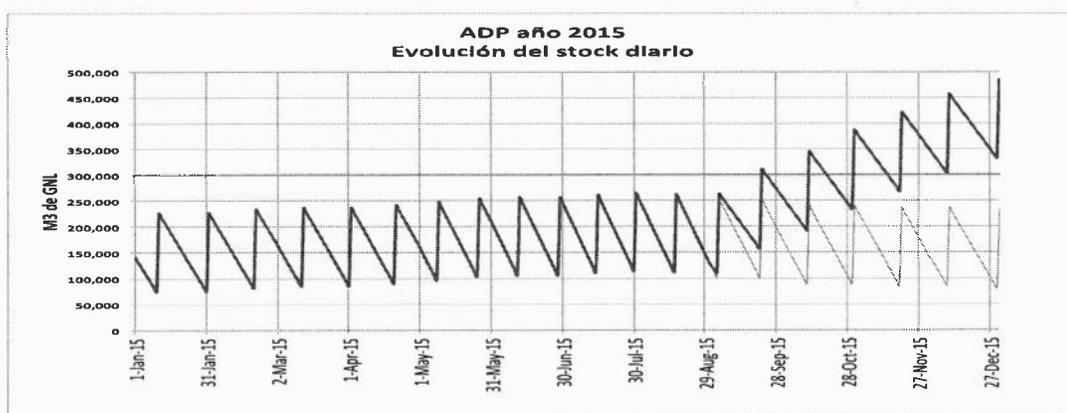
La tabla siguiente resume los elementos relevantes de este escenario de sensibilidad, que considera detener las centrales en el mes de Agosto, para los años 2015 y 2010:

Descripción	Año	
	2015	2020
H Centrales sujetas a eventual detención producto del cambio de condición hidrológica	1	2
I Fecha de detención total o parcial	31-Agosto-2015	31-Agosto-2015
J Número de días de detención	120	120
K Plazo previo (días) para cancelación de los buques	45	45
L Precio de compra del GNL eventualmente cancelado USD/MMBtu	1.15 HH + 4	1.15 HH + 4
M Costo de cancelación USD/MMBtu	Precio de compra-(0.93 NBP-0.30)	Precio de compra-(0.93 NBP-0.30)

#### Caso 5-S: Cambio proyección hidrológica en año 2015.

Asume que la información disponible en el mes de Julio de 2015 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP del año, cambia de forma tal que se requiere detener una de las dos centrales en operación a partir del 31 de Agosto y por 120 días.

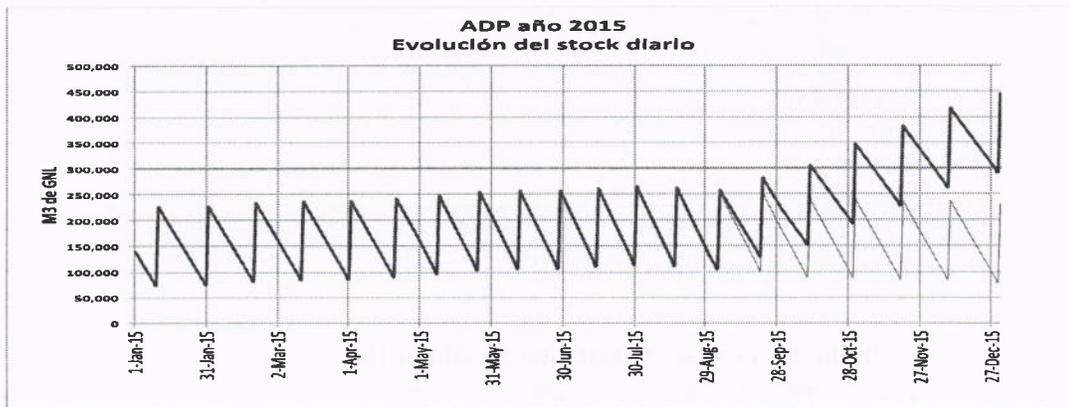
El gráfico a continuación muestra la evolución del stock (línea azul) en el ADP del año 2015, luego de la detención de una central, a partir del 31 Agosto de 2015, y antes de proceder a cancelar algún buque:



Se observa que, si se detiene completamente la central, el buque programado para el 22 de Septiembre lleva el stock del terminal por sobre el máximo haciendo el problema infactible.

Para resolver la infactibilidad antes identificada existen al menos las siguientes posibilidades:

- a) Si, en lugar de detener completamente la central a partir del 31 de Agosto se mantuviera operando al 50% durante 30 días y luego se procede con la detención total, el impacto sería como se muestra en la figura siguiente:



Con la medida evaluada se logra postergar la infactibilidad hasta la llegada del buque programado para el 12 de Octubre lo que permite la cancelación de algunos buques como se discute a continuación.

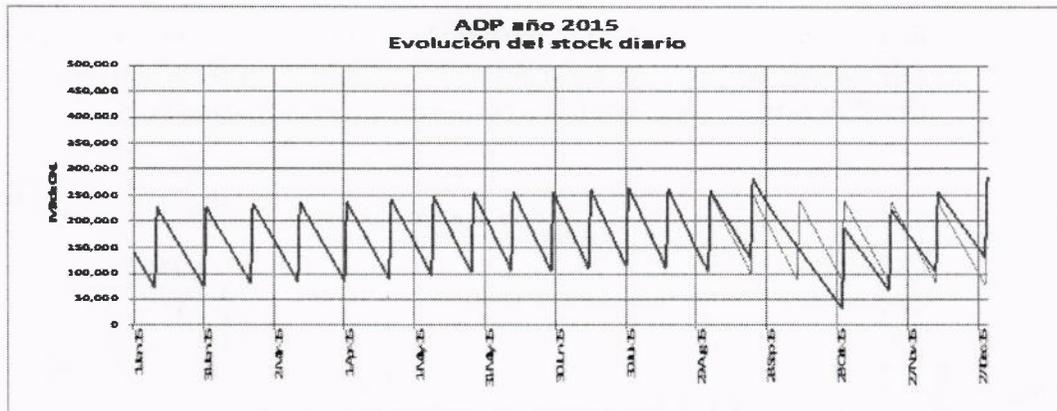
- b) **Cancelación de buques:** El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión señalada en el párrafo anterior alcanza 1,77 embarques ( $30 \times 0,5 \times 2,7 + 90 \times 2,7 = 283.0 / 160 = 1,77$ ).

La simulación realizada indica que, si se tomara la decisión de soportar el riesgo asociado a la severa reducción en el *stock* de seguridad que se observa el 28 de Octubre, bastaría con cancelar el buque programado para el 12 de Octubre para recuperar la factibilidad durante el año 2015.

Naturalmente el *stock* de apertura para el ADP del año 2016 es alto lo que debe retrasar la llegada del primer buque a programar para dicho año.

El buque programado para el 12 de Octubre es cancelable<sup>45</sup> con costos proyectables.

<sup>45</sup> Se supone que estas decisiones se están tomando en la primera quincena de Julio de modo que la regla de 45 días de antelación se cumple



En el gráfico anterior se observa que con las dos medidas comentadas: (i) "retraso" de la detención de la central y (ii) cancelación de un barco, se recupera la factibilidad del ADP. Para lograrlo se ha violado la regla del *stock* mínimo en dos oportunidades. Esto significa tener una operación con menos holgura para enfrentar atrasos de buques o indisponibilidad portuaria.

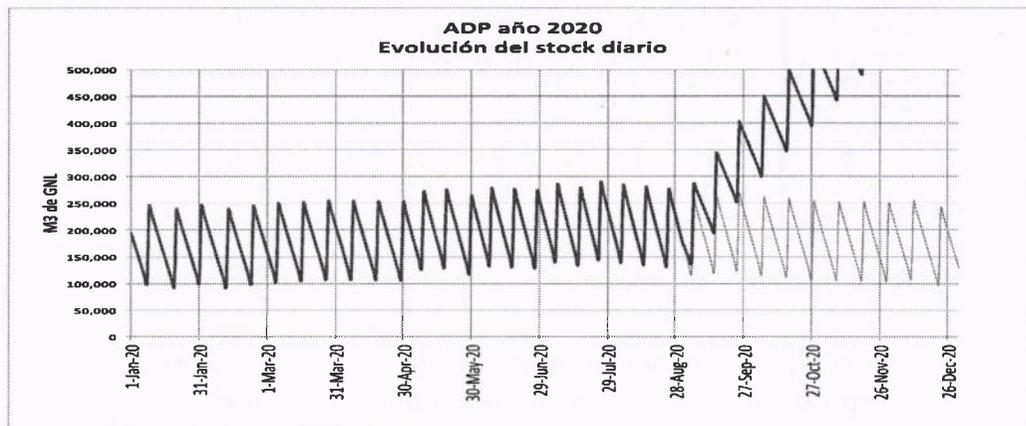
El costo total de la cancelación del buque indicado supera los cuatro millones de USD como se observa en la tabla que sigue:

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base USD/MMBtu	Precio NBP USD/MMBtu	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30) USD/MMBtu	Costo	
	m3 GNL	MMbtu				Millones de USD	% del Cargamento
12 de Octubre	160.000	3.552.000	9,18	8,95	8,02	4,11	12,6%
Total						4,11	12,6%

#### **Caso 6-S: Cambio proyección hidrológica en año 2020.**

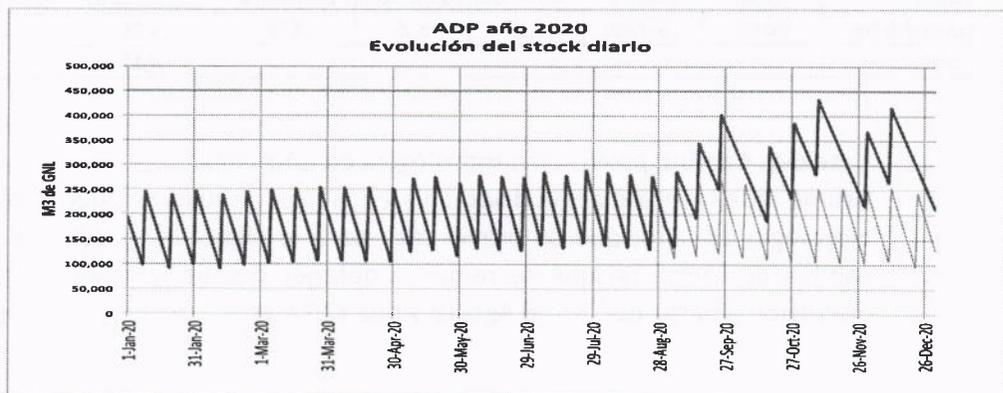
Asume que la información disponible en el mes de Julio de 2020 indica que la hidrología del año, que se previó seca para la elaboración del ADP del año, cambia de forma tal que se requiere detener dos de las tres centrales en operación a partir del 31 de Agosto y por 120 días

En el gráfico a continuación se muestra la evolución del stock (línea azul) en el ADP del año 2020, luego de la detención de dos de las tres centrales, a partir del 31 Agosto de 2020, y antes de proceder a cancelar algún buque:



Observamos que el stock en el terminal supera el stock máximo cuando arriba el buque del 6 de Octubre. Dicho buque y los posteriores, son cancelables con costos proyectables.

El volumen de LNG “sobrante” luego de la decisión de detener 2 de las 3 centrales, alcanza a 4 embarques ( $120 \times 2 \times 2,7 = 640.08 / 160 = 4,0$ ). La simulación realizada indica que basta con cancelar 3 embarques (los programados para el 6 de Octubre, 19 de Noviembre y 22 de Diciembre de 2020) para recuperar la factibilidad como se muestra en el gráfico a continuación:



El costo total de la cancelación de los tres buques indicados indicado es algo inferior a los dieciocho millones de USD como se muestra en la tabla a continuación:

Buque	Volumen GNL		Precio de Compra Base	Precio NBP	Precio de Venta (0,93 NBP-0,30)	Costo	
	m3 GNL	MMbtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	USD/MMBtu	Millones de USD	% del Cargamento
6 de Octubre	160.000	3.552.000	10,07	9,00	8,07	7,10	19,9%
19 de Noviembre	160.000	3.552.000	9,73	9,00	8,07	5,90	17,1%
22 de Diciembre	160.000	3.552.000	9,73	9,33	8,38	4,81	13,9%
<b>Total</b>						<b>17,81</b>	<b>17,0%</b>

La tabla siguiente resume los costos de cancelación de todos los casos estudiados:

Caso	Año	Mes en que se detiene la generación	Buques cancelados	Costo Millones de USD
1	2015	Abril	3	9.2
2	2020	Abril	5	31.4
3-S	2015	Julio	1	4.6
4-S	2020	Julio	3	20.4
5-S	2015	Agosto	1	4.1
6-S	2020	Agosto	3	17.8

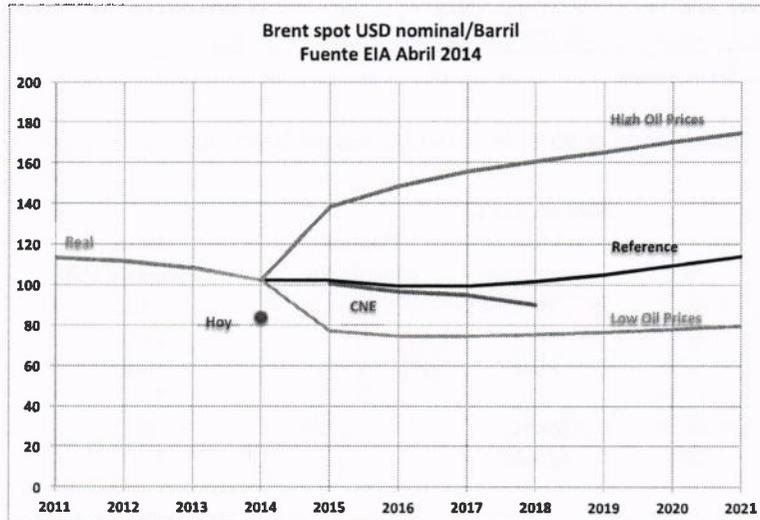
## Conclusiones

El análisis previo, en que se revisó seis casos de los muchos que se podrían definir, indica que:

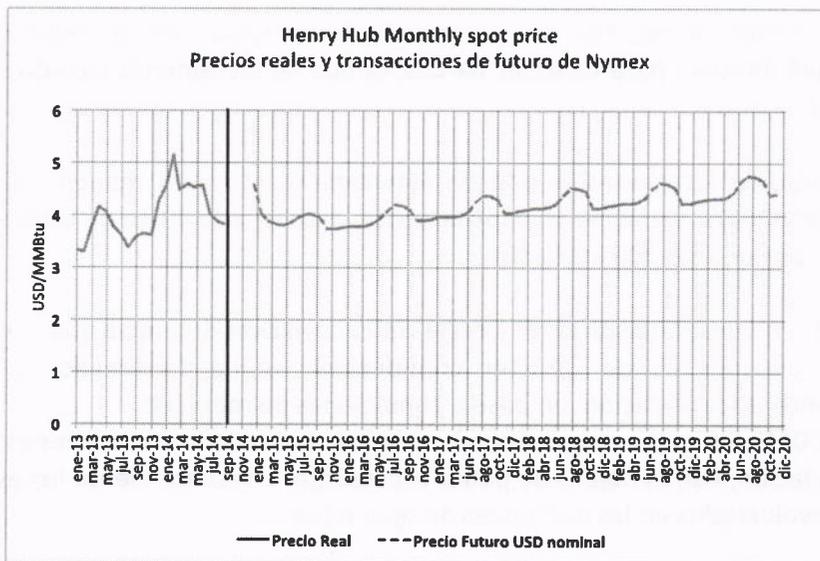
- En la condición actual, con dos estanques, la operación del terminal tiene una flexibilidad limitada para cancelar barcos, la que se incrementa cuando se agrega un tercer estanque.
- La decisión de agregar capacidad de almacenamiento para manejar variaciones hidrológicas debe evaluarse cuidadosamente, dado el alto costo de cada estanque, que es superior a los 200 MMUSD.
- Teniendo en consideración que la regla de cancelación de embarques establecida en los contratos es de carácter confidencial, se ha estimado un costo y condiciones de cancelación, en base a condiciones de mercado.  
Para el CDEC- SIC sería muy relevante conocer los costos y condiciones efectivas de cancelación, con el objeto de poder representar adecuadamente los eventuales costos involucrados en las decisiones de operación.

## Anexo N°2 Bases para las Proyecciones

**Precios anuales proyectados para los indicadores: HH, Brent y NBP.**



**Precios mensuales para HH (precios reales y transacciones de futuro NYMEX)**



## Precios mensuales para Henry Hub (HH), NBP y Brent

### Precios Proyectados de Gas Natural en USD/MMBtu

	Henry Hub	NBP		Henry Hub	NBP		Henry Hub	NBP
Jan-15	4.03	10.16	Jan-16	4.20	10.75	Jan-17	4.39	10.79
Feb-15	4.02	10.19	Feb-16	4.18	10.66	Feb-17	4.37	10.67
Mar-15	3.95	9.88	Mar-16	4.12	10.35	Mar-17	4.31	10.48
Apr-15	3.76	9.27	Apr-16	3.92	9.14	Apr-17	4.05	9.20
May-15	3.74	8.92	May-16	3.92	9.14	May-17	4.06	9.21
Jun-15	3.77	8.73	Jun-16	3.95	9.12	Jun-17	4.09	9.19
Jul-15	3.80	8.90	Jul-16	3.98	9.05	Jul-17	4.13	9.19
Aug-15	3.81	8.95	Aug-16	3.98	9.08	Aug-17	4.14	9.18
Sep-15	3.80	8.82	Sep-16	3.97	9.06	Sep-17	4.14	9.22
Oct-15	3.83	9.36	Oct-16	4.00	9.52	Oct-17	4.16	9.74
Nov-15	3.93	10.05	Nov-16	4.08	10.05	Nov-17	4.24	10.21
Dec-15	4.08	10.55	Dec-16	4.26	10.41	Dec-17	4.41	10.50
Promedio	3.88	9.48		4.05	9.69		4.21	9.80

	Henry Hub	NBP		Henry Hub	NBP		Henry Hub	NBP
Jan-18	4.54	10.61	Jan-19	4.63	10.42	Jan-20	4.77	10.18
Feb-18	4.52	10.44	Feb-19	4.61	10.25	Feb-20	4.75	9.86
Mar-18	4.46	10.28	Mar-19	4.55	10.03	Mar-20	4.69	9.62
Apr-18	4.14	9.30	Apr-19	4.23	9.15	Apr-20	4.41	9.00
May-18	4.15	9.30	May-19	4.25	9.11	May-20	4.42	9.00
Jun-18	4.18	9.29	Jun-19	4.28	9.11	Jun-20	4.45	9.00
Jul-18	4.22	9.28	Jul-19	4.31	9.11	Jul-20	4.48	9.00
Aug-18	4.23	9.27	Aug-19	4.33	9.11	Aug-20	4.51	9.00
Sep-18	4.23	9.23	Sep-19	4.32	9.11	Sep-20	4.51	9.00
Oct-18	4.25	9.69	Oct-19	4.35	9.62	Oct-20	4.54	9.37
Nov-18	4.34	10.03	Nov-19	4.45	9.80	Nov-20	4.63	9.58
Dec-18	4.51	10.25	Dec-19	4.65	10.01	Dec-20	4.82	9.70
Promedio	4.31	9.75		4.41	9.57		4.58	9.36

### Precios Proyectados de crudo Brent en USD/Bbl para dos escenarios

	Reference	Low Prices		Reference	Low Prices		Reference	Low Prices
Jan-15	102.05	77.34	Jan-16	100.74	75.47	Jan-17	100.18	75.27
Feb-15	102.30	77.52	Feb-16	100.52	75.31	Feb-17	100.03	75.15
Mar-15	102.42	77.62	Mar-16	100.35	75.18	Mar-17	99.87	75.03
Apr-15	102.42	77.62	Apr-16	100.17	75.04	Apr-17	99.71	74.92
May-15	102.32	77.55	May-16	99.96	74.88	May-17	99.56	74.80
Jun-15	102.19	77.44	Jun-16	99.76	74.74	Jun-17	99.41	74.69
Jul-15	102.10	77.37	Jul-16	99.54	74.57	Jul-17	99.23	74.55
Aug-15	101.96	77.27	Aug-16	99.31	74.40	Aug-17	99.06	74.43
Sep-15	101.74	77.10	Sep-16	98.98	74.15	Sep-17	98.89	74.30
Oct-15	101.53	76.95	Oct-16	98.76	73.99	Oct-17	98.71	74.17
Nov-15	101.33	76.79	Nov-16	98.53	73.81	Nov-17	98.54	74.04
Dec-15	101.09	76.61	Dec-16	98.25	73.60	Dec-17	98.37	73.91
Promedio	101.95	77.27		99.57	74.60		99.30	74.60

	Reference	Low Prices		Reference	Low Prices		Reference	Low Prices
Jan-18	102.04	75.90	Jan-19	105.51	76.80	Jan-20	109.50	78.13
Feb-18	101.95	75.83	Feb-19	105.45	76.76	Feb-20	109.48	78.11
Mar-18	101.85	75.76	Mar-19	105.40	76.72	Mar-20	109.45	78.09
Apr-18	101.76	75.69	Apr-19	105.34	76.68	Apr-20	109.43	78.08
May-18	101.67	75.63	May-19	105.29	76.64	May-20	109.41	78.06
Jun-18	101.59	75.56	Jun-19	105.24	76.61	Jun-20	109.38	78.05
Jul-18	101.50	75.49	Jul-19	105.19	76.57	Jul-20	109.36	78.03
Aug-18	101.40	75.42	Aug-19	105.13	76.53	Aug-20	109.34	78.01
Sep-18	101.31	75.35	Sep-19	105.08	76.49	Sep-20	109.32	78.00
Oct-18	101.22	75.29	Oct-19	105.02	76.45	Oct-20	109.29	77.98
Nov-18	101.14	75.23	Nov-19	104.97	76.41	Nov-20	109.27	77.96
Dec-18	101.06	75.17	Dec-19	104.93	76.38	Dec-20	109.25	77.95
Promedio	101.54	75.53		105.21	76.59		109.37	78.04

## Anexo N°3

### Descripción de Escenarios para proyectar precio del LNG

#### Bases

1. Los precios están en dólares corrientes de cada año.
2. Los **precios, en USD/MMBtu**, corresponden a **(LNG DES Quintero x 1.06) + 0,12<sup>46</sup>**.
  - ✓ No incluyen costos fijos (Regasificación y Transporte).
  - ✓ DES Quintero es Delivery Ex Ship en el terminal Quintero
  - ✓ Se incluye Derechos de Aduana de 6%
3. Se considerará un escenario de precio de HH y dos escenarios de precio para el crudo Brent: **Reference Case & Low Oil Price Case**
4. Para los **escenarios: BASE, AQ y Nuevo Contrato** los precios de LNG están calculados considerando, para el HH y Brent, el precio promedio de 6 meses, con un desfase de un mes, anteriores al mes proyectado.
5. Para los **escenarios SPOT** se considera precio del Brent (*Reference Case & Low Oil Price Case*) del mes anterior al mes proyectado.
6. Para los escenarios (**Indexado a Diesel**) de compra a METROGAS y/o ENAP se considera el precio del Diesel del mes proyectado, calculado como 0,208 Brent<sup>47</sup>.
7. Para calcular el precio del crudo Brent para los primeros meses de 2015 se consideró el precio real hasta octubre de 2014 y el precio futuro proyectado el 15 de octubre para los meses de noviembre (88,40 USD/Bbl) y diciembre (85,04 USD/Bbl).

#### Descripción de Escenarios

1. **BASE: 1,15 HH + 4,0**
2. **AQ: 10%Brent** (considera dos escenarios de precio el crudo Brent)<sup>48</sup>
3. **Nuevo Contrato: 1,15% HH + 4,5**
4. **SPOT:** referido a Brent (varía desde 15% Brent en Diciembre y Enero a 11% Brent en Julio y Agosto)
5. **Indexado a Diesel:** Corresponde al precio estimado<sup>49</sup> de compra por parte de Colbún y/o AES Gener a METROGAS y/o ENAP igual a 80% Diesel<sup>50</sup>.

<sup>46</sup> Costo variable del terminal (CNE)

<sup>47</sup> Para precio del Brent de 100 USD/Bbl, el precio del Diesel es 20,8 USD/MMBtu

<sup>48</sup> Escenarios corresponden a Reference Case & Low Oil Price Case de EIA (Annual outlook 2014).

<sup>49</sup> Estimación de los Consultores

<sup>50</sup> Para este escenario los precios están en el flange de la central, a diferencia de todos los otros escenarios en que se importa LNG y por lo tanto no se incluyen los costos fijos.

## Cancelación de barcos

1. Aplica a cancelación de barcos programados, con aviso 60 días antes de la fecha de llegada programada. El supuesto es que los barcos pueden venderse a NBP y el precio que recibiría el cargador sería  $0,93 \text{ NBP} - 0,3$ . En consecuencia el **costo unitario neto de la cancelación es = (Precio de Compra) – (0,93 NBP – 0,3)**.
2. **Para Contratos Base y AQ:** Si bien los contratos referidos tienen cláusulas de cancelación, estas no son conocidas (contratos confidenciales), por lo que se recomienda asumir el mismo supuesto del punto anterior.

## Observaciones

1. Es fundamental que cada uno de los generadores informe al CDEC-SIC la fórmula de precio de compra, en lugar de un precio absoluto, con el objetivo de asegurar proyecciones consistentes. De esa forma será posible proyectar todos los precios en igual base (Brent o HH según corresponda).
2. Costos de cancelación: Endesa debería informar al CDEC-SIC los términos establecidos en sus contratos Base y AQ para efectos de cancelar barcos, en la medida que ello sea relevante.
3. Los generadores deberían informar al CDEC-SIC las condiciones específicas de cancelación de sus contratos de suministro (plazo de aviso, cantidad cancelable y costo).
4. Las compras *spot* deben programarse mínimo con 60 días de anticipación, respecto de la fecha en que debe llegar el barco.

## Anexo N°4

### Precios mensuales de gas natural, en USD/MMBtu, años 2015 – 2020

	Precios de Gas Natural(DES) proyectados para distintos escenarios USD/MMBtu							
	BASE	AQ		SPOT		Nuevo Contrato	Indexado a Diesel (2)	
	1,15% HH + 4	Low Prices 10% Brent	Reference 10% Brent	Low Prices %Brent (1)	Reference %Brent (1)	1,15% HH + 4,5	Low Prices 0.80*DSL	Reference 0.80*DSL
ene-15	9,96	10,68	10,68	13,64	13,64	10,49	14,15	14,15
feb-15	9,27	10,20	10,20	11,60	15,26	9,80	12,87	16,98
mar-15	9,11	9,68	10,12	10,80	14,22	9,64	12,90	17,02
abr-15	9,04	9,26	10,13	9,99	13,15	9,57	12,92	17,04
may-15	9,02	8,91	10,23	9,17	12,06	9,55	12,92	17,04
jun-15	9,08	8,66	10,41	9,16	12,05	9,61	12,90	17,03
jul-15	9,18	8,47	10,66	9,15	12,03	9,71	12,89	17,00
ago-15	9,27	8,34	10,96	9,14	12,02	9,80	12,88	16,99
sep-15	9,26	8,34	10,96	9,13	12,01	9,79	12,86	16,97
oct-15	9,18	8,33	10,96	9,11	11,98	9,71	12,83	16,93
nov-15	8,94	8,32	10,94	11,54	15,19	9,47	12,80	16,90
dic-15	8,92	8,31	10,93	12,33	16,23	9,45	12,78	16,86
ene-16	8,95	8,30	10,91	12,30	16,19	9,48	12,75	16,82
feb-16	8,99	8,28	10,89	11,32	15,07	9,52	12,56	16,76
mar-16	9,00	8,25	10,87	10,50	13,97	9,53	12,53	16,73
abr-16	8,99	8,22	10,84	9,68	12,89	9,52	12,51	16,70
may-16	9,03	8,18	10,82	8,87	11,80	9,56	12,49	16,67
jun-16	9,15	8,15	10,79	8,85	11,78	9,68	12,46	16,63
jul-16	9,33	8,11	10,77	8,83	11,75	9,86	12,44	16,60
ago-16	9,48	8,08	10,75	8,82	11,73	10,01	12,41	16,56
sep-16	9,46	8,07	10,73	8,79	11,70	9,99	12,38	16,52
oct-16	9,38	8,05	10,70	8,77	11,66	9,91	12,34	16,47
nov-16	9,14	8,03	10,68	11,10	14,78	9,67	12,31	16,43
dic-16	9,14	8,01	10,65	11,86	15,79	9,67	12,28	16,39
ene-17	9,17	7,99	10,63	11,82	15,74	9,70	12,25	16,35
feb-17	9,21	7,97	10,60	11,29	14,99	9,74	12,52	16,67
mar-17	9,22	7,99	10,61	10,48	13,90	9,75	12,51	16,64
abr-17	9,20	8,00	10,63	9,66	12,82	9,73	12,49	16,62
may-17	9,24	8,01	10,64	8,86	11,75	9,77	12,47	16,59
jun-17	9,34	8,03	10,66	8,84	11,73	9,87	12,45	16,57
jul-17	9,55	8,05	10,68	8,83	11,71	10,08	12,43	16,54
ago-17	9,71	8,07	10,70	8,81	11,69	10,24	12,41	16,51
sep-17	9,68	8,06	10,68	8,80	11,67	10,21	12,38	16,48
oct-17	9,61	8,04	10,66	8,78	11,65	10,14	12,36	16,45
nov-17	9,29	8,03	10,65	11,13	14,77	9,82	12,34	16,43
dic-17	9,31	8,02	10,63	11,89	15,79	9,84	12,32	16,40
ene-18	9,35	8,00	10,61	11,87	15,76	9,88	12,30	16,37
feb-18	9,39	7,99	10,59	11,38	15,26	9,92	12,63	16,98
mar-18	9,41	8,01	10,64	10,57	14,17	9,94	12,62	16,96
abr-18	9,40	8,04	10,69	9,76	13,08	9,93	12,61	16,95
may-18	9,43	8,06	10,75	8,95	11,98	9,96	12,59	16,93
jun-18	9,53	8,09	10,80	8,94	11,98	10,06	12,58	16,92
jul-18	9,73	8,12	10,86	8,93	11,97	10,26	12,57	16,90
ago-18	9,89	8,15	10,91	8,92	11,95	10,42	12,56	16,89
sep-18	9,87	8,14	10,90	8,91	11,94	10,40	12,55	16,87
oct-18	9,79	8,13	10,89	8,91	11,93	10,32	12,54	16,86
nov-18	9,40	8,13	10,88	11,29	15,14	9,93	12,53	16,84
dic-18	9,42	8,12	10,87	12,08	16,20	9,95	12,52	16,83
ene-19	9,46	8,11	10,86	12,07	16,19	9,99	12,51	16,82
feb-19	9,50	8,10	10,85	11,52	15,78	10,03	12,78	17,56
mar-19	9,52	8,13	10,93	10,70	14,65	10,05	12,77	17,55
abr-19	9,51	8,15	11,00	9,88	13,53	10,04	12,77	17,54
may-19	9,54	8,18	11,07	9,06	12,40	10,07	12,76	17,53
jun-19	9,65	8,20	11,14	9,06	12,40	10,18	12,75	17,52
jul-19	9,86	8,23	11,22	9,05	12,39	10,39	12,75	17,51
ago-19	10,00	8,25	11,29	9,05	12,39	10,53	12,74	17,50
sep-19	9,98	8,25	11,28	9,04	12,38	10,51	12,73	17,49
oct-19	9,90	8,24	11,28	9,04	12,37	10,43	12,73	17,49
nov-19	9,52	8,24	11,27	11,47	15,71	10,05	12,72	17,48
dic-19	9,54	8,23	11,27	12,27	16,81	10,07	12,71	17,47
ene-20	9,57	8,23	11,26	12,26	16,80	10,10	12,71	17,46
feb-20	9,62	8,23	11,26	11,71	16,37	10,15	13,00	18,22
mar-20	9,63	8,25	11,33	10,88	15,21	10,16	13,00	18,22
abr-20	9,63	8,28	11,41	10,05	14,04	10,16	12,99	18,21
may-20	9,66	8,31	11,49	9,22	12,88	10,19	12,99	18,21
jun-20	9,78	8,34	11,56	9,22	12,88	10,31	12,99	18,21
jul-20	10,02	8,37	11,64	9,22	12,87	10,55	12,99	18,20
ago-20	10,17	8,40	11,72	9,22	12,87	10,70	12,98	18,20
sep-20	10,15	8,40	11,72	9,22	12,87	10,68	12,98	18,19
oct-20	10,07	8,39	11,72	9,21	12,87	10,60	12,98	18,19
nov-20	9,73	8,39	11,71	11,69	16,34	10,26	12,98	18,19
dic-20	9,75	8,39	11,71	12,52	17,49	10,28	12,97	18,18

(1) El % de Brent es 15% en Enero y Diciembre, 14% en Febrero, 13% Marzo, 12% Abril, 11% entre Mayo y Octubre y 14% Noviembre  
(2) Los precios indexados a Diesel se han estimado en la central en lugar de DLs (exship)

## Anexo N°5

### Especificaciones de Gas Natural en Chile y LNG disponible en el mundo

#### Objetivo:

Presentar las especificaciones de Gas Natural vigentes en Chile y describir las restricciones que imponen sobre los orígenes del LNG

#### Desarrollo:

La tabla siguiente muestra la Norma<sup>51</sup> de Calidad de Gas Natural vigente en Chile:

Característica	Unidad de medida	Límite	Método de ensayo <sup>5)</sup>
1 Poder calorífico superior	kJ/m <sup>3</sup> (kcal/m <sup>3</sup> ) kJ/m <sup>3</sup> (kcal/m <sup>3</sup> )	42 635 máx. (10 200 máx.) 36 995 mín. (8 850 mín.)	NCh2380
2 Índice de Wobbe	kJ/m <sup>3</sup> (kcal/m <sup>3</sup> ) kJ/m <sup>3</sup> (kcal/m <sup>3</sup> )	52 125 máx. (12 470 máx.) 47 235 mín. (11 300 mín.)	NCh2380
3 Densidad relativa	-	Informar	NCh2380
4 Gases inertes, total	% (v/v)	4 máx.	ASTM D 1945
5 Punto de rocío de hidrocarburos	°C	-4 máx. a 5 500 kPa abs.	ASTM D 1142
6 Dióxido de carbono, (CO <sub>2</sub> )	% (v/v)	2,0 máx.	ASTM D 1945
7 Oxígeno (O <sub>2</sub> )	% (v/v)	0,2 máx.	ASTM D 1945
8 Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	mg/m <sup>3</sup>	5,7 máx.	ISO 19739 <sup>3)</sup>
9 Azufre total	mg/m <sup>3</sup> mg/m <sup>3</sup>	35 máx. <sup>1)</sup> 65 máx. <sup>2)</sup>	ASTM D 5504 <sup>4)</sup> ASTM D 5504 <sup>4)</sup>
10 Agua	mg/m <sup>3</sup>	65 máx.	ASTM D 1142

1) Antes de la adición de odorante.

2) Después de la adición de odorante.

3) Alternativamente, se puede usar el método ASTM D 4810; en caso de arbitraje se debe usar el método ISO 19739.

4) Alternativamente, se puede usar el método ASTM D 4468; en caso de arbitraje se debe usar el método ASTM D 5504.

5) En Anexo B de esta norma se incluyen, en carácter informativo, los títulos y alcance de las normas ISO y ASTM que se incluyen en esta tabla.

<sup>51</sup> NCH 2264.Of2009

El LNG importado por el Terminal Quintero debe cumplir con las especificaciones (críticas) que se detallan a continuación<sup>52</sup> con el propósito que, luego de la vaporización, el Gas Natural cumpla con lo establecido en la Norma Chilena ya comentada.

- a) Poder Calorífico Superior: mínimo 36,99 MJ/m<sup>3</sup> y máximo 42,64 MJ/m<sup>3</sup> de Gas Natural.
- b) *Índice de Wobbe*<sup>53</sup>: mínimo 47,24 MJ/m<sup>3</sup> y máximo 52,13 MJ/m<sup>3</sup> de Gas Natural.
- c) Contenido de Ácido Sulhídrico (H<sub>2</sub>S): menor o igual a 5,7 mg/m<sup>3</sup> de Gas Natural
- d) Contenido de Azufre (S): menor o igual que 30 mg/m<sup>3</sup> de Gas Natural.

De las especificaciones comentadas, la que da lugar a restricciones de origen para las importaciones de LNG es la que fija un máximo al *Índice de Wobbe*. La tabla a continuación muestra el efecto de la restricción:

<b>País de Origen del GNL y compatibilidad con el Índice de Wobbe</b>		
<b>Compatible</b>	<b>Frecuentemente Compatible</b>	<b>No Compatible</b>
Trinidad y Tobago	Qatar	Malasia
Guinea Ecuatorial	Argelia	Oman
Egipto	Indonesia	UEA
Alaska	Noruega	Perú
Nuevos proyectos en USA	Australia	Nigeria
		Libya
		Brunei
		Yemen
		Angola (estimado)

La variación en el Índice de Wobbe del LNG tiene su origen en el contenido de hidrocarburos más pesados que el metano, esto es etano y otros, contenido en el Gas Natural previo a su licuación.

Para aumentar la lista de orígenes compatibles se ha propuesto modificar la Norma Chilena. Sin embargo no es una opción viable, por cuanto los mismos gasoductos transportan el Gas Natural hacia redes domiciliarias y plantas de generación y el *Índice de Wobbe* es crítico para la seguridad a nivel domiciliario.

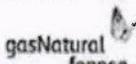
<sup>52</sup> A 15 °C y 1,01325 bar

<sup>53</sup> El Índice de Wobbe es una especificación crítica para asegurar la combustión satisfactoria y sin riesgos en los artefactos de uso domiciliario

## Anexo N°6 Contratos y Plazos de venta de LNG desde Sabine Pass<sup>54</sup>

Cheniere firmó contratos a 20 años plazo con fórmulas de precio (FOB) que van desde 1,15 HH + 2,25 hasta 1,15 HH +3,0 USD/MMBTU, con las compañías que se detalla a continuación:

1. BG Gulf Coast LNG, LLC (BG): 5,5 mtpa
2. Gas Natural Aprovevisionamientos SDG S.A. (Gas Natural Fenosa) de España: 3,5 mtpa
3. Korea Gas Corporation (KOGAS): 3,5 mtpa
4. GAIL (India) Ltd (GAIL): 3,5 mtpa
5. Total Gas and Power North America (Total): 2,0 mtpa desde tren N°5
6. Centrica plc (Centrica) de UK: 1,75 mtpa desde tren N°5
7. Cheniere Marketing, LLC ("Cheniere Marketing"): hasta 2,0 mtpa

LNG Sale and Purchase Agreements (SPAs)					
~18 mmtpa "take-or-pay" style commercial agreements ~\$2.6B annual fixed fee revenue for 20 years					
	 BG GROUP	 gasNatural fenosa	 KOGAS	 GAIL (India) Limited	 TOTAL
	BG Gulf Coast LNG	Gas Natural Fenosa	Korea Gas Corporation <sup>(1)</sup>	GAIL (India) Limited <sup>(2)</sup>	Total Gas & Power N.A. <sup>(3)</sup>
Annual Contract Quantity (MMtpa)	285,500,000	182,500,000	182,500,000	182,500,000	104,750,000
Annual Fixed Fees <sup>(4)</sup>	~\$723 MM	~\$454 MM	~\$548 MM	~\$548 MM	~\$314 MM
Fixed Fees \$/MMBtu <sup>(5)</sup>	\$2.25 - \$3.00	\$2.49	\$3.00	\$3.00	\$3.00
Terms <sup>(6)</sup>	20 years	20 years	20 years	20 years	20 years
Guarantor	BG Energy Holdings Ltd.	Gas Natural SDG S.A.	N/A	N/A	Total S.A.
Corporate or Guarantor Credit Rating <sup>(7)</sup>	A2/A	Baa2/BBB/A	A+/A1	Baa2/NR/BBB	Aa1/AA
Fee During Force Majeure	Up to 24 months	Up to 24 months	N/A	N/A	N/A
Contract Start Date	Train 1 + additional volumes with Trains 2,3,4	Train 2	Train 3	Train 4	Train 5

(1) Conditions precedent must be satisfied by December 31, 2013 for KOGAS and GAIL (India) Ltd. or other party can terminate. CFs include financing, regulatory approvals and another first investment decision.  
 (2) A portion of the fee is subject to inflation, approximately 10% for BG Group, 10.4% for Gas Natural Fenosa and 10% for KOGAS and GAIL (India) Ltd.  
 (3) Ratings may be changed, suspended or withdrawn at anytime and are not a recommendation by BG, Fenosa or with any affiliate.  
 (4) Includes a 10-year term with the right to extend up to an additional 10 years. GAIL (India) Limited has an additional 10 years in certain circumstances.  
 (5) BG will exercise credit fuel fees of approximately \$2.00 million per Mtpa for 1.5 approx. and an additional \$1.00 million per Mtpa for 1-4 yrs operations.  
 (6) Total fee agreed to purchase 10,200,000 Mtpa of LNG volumes (including 10,000,000 Mtpa of optional) (10 volumes) upon the commencement of Train 1 operations. Contract price may be updated to take 10, 2013 or other party can terminate. CFs include financing, regulatory approvals and another first investment decision.  
CHENIERE

<sup>54</sup> Cheniere Corporate Presentation November 2014  
([phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-presentations](http://phx.corporate-ir.net/Phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-presentations))

## **ANEXO 2**

**Estudio: “Metodología para Determinar los Volúmenes de GNL a Utilizar en la Planificación de la Operación del SIC”  
realizado por la Dirección de Operación del CDEC SIC  
durante el segundo semestre de 2014**



**CDEC SIC**

**CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

**INFORME DO N° 07/2014**

**I-DO-07-2014**

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS VOLÚMENES DE GNL A UTILIZAR  
EN LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIC**

(Revisión del 18 de diciembre, incluye Anexos 3 y 4)

**Diciembre de 2014**

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
2.	METODOLOGÍA .....	4
2.1	El tratamiento del precio y stock de GNL .....	4
2.2	El equilibrio entre el valor esperado del Costo de Operación y de Falla del sistema eléctrico y el Costo del Volumen de GNL contratado. ....	5
2.3	Estimación de las funciones de Costos Esperados.....	6
3.	ESTIMACIÓN FUNCIÓN COSTO DE OPERACIÓN ESPERADO DEL SISTEMA .....	8
3.1	Distribución de la FCO del sistema .....	8
3.2	Efectos en el perfil de los costos marginales de energía .....	14
3.3	Estimación del Precio de corte para el volumen de GNL adicional .....	16
4.	DEFINICIÓN DE SENSIBILIDADES .....	18
5.	REFINACIÓN DE LA FUNCIÓN COSTO DE OPERACIÓN ESPERADO DEL SISTEMA.....	19
5.1	Distribución de la FCO del Sistema .....	19
5.2	Efectos en el perfil de los costos marginales de energía .....	22
5.3	Estimación Función Costo del GNL Contratado (FCGNL) y Función Conjunta .....	24
5.4	Proyección de Precios para Estimación de la FCGNL.....	24
5.5	Estimación de la Función de Costo Conjunta.....	26
6.	EL RIESGO ASOCIADO AL VOLUMEN ADICIONAL DE GNL COMPROMETIDO .....	28
7.	COMENTARIOS FINALES.....	32
8.	ANEXO 1: DESCRIPCIÓN BASES DE SIMULACIÓN.....	33
8.1	Plan de Obras .....	33
8.2	Previsión de Demanda SIC (GWh).....	34
8.3	Cotas Iniciales al 1 de abril de 2014.....	34
8.4	Precios de combustibles .....	34
8.4.1	Carbón .....	34
8.4.2	Petróleo (WTI) .....	35
8.4.3	GNL .....	35
9.	ANEXO 2: EVOLUCIÓN DEL MERCADO DEL GNL .....	36
10.	ANEXO 3: COSTOS MARGINALES .....	39
11.	ANEXO 4: COSTOS DE OPERACIÓN .....	45



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente el GNL tiene un lugar importante en la matriz de generación del SIC e incluso en el segundo eje de la agenda energética impulsada por la autoridad, a través del Ministerio de Energía, y que tiene como objetivo reducir los precios de la energía, con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado energético mediante la promoción del uso de GNL en la generación eléctrica.

En virtud de lo anterior, y considerando la creciente atención pública que ha recibido el tema del GNL, se estima oportuno revisar los criterios y supuestos de disponibilidad y precio de este recurso que la Dirección de Operación del CDEC-SIC (DO) en sus procesos de planificación de la operación.

El presente documento inicia con una propuesta metodológica para definir, en términos esperados y en base a una planificación centralizada, cuál debería ser la combinación “precio-volumen de GNL” que permite minimizar el valor esperado del costo total de operación y falla del SIC en un horizonte de tiempo definido.

A continuación se presentan los resultados de una estimación de los costos de operación, asociados a una serie de escenarios de compra de volúmenes de GNL anuales en un horizonte de 5 años. En base al escenario más conveniente se establece el precio de equilibrio o de indiferencia de compra de volúmenes de GNL, entendido como la obtención de un margen cero del conjunto, ahorro en costos de operación del sistema y costos en compra de volúmenes de GNL.

Posteriormente, el escenario de volumen anual seleccionado es sensibilizado, con el propósito de determinar estacionalmente cuál es el periodo del año en que los beneficios de contar con estos volúmenes de GNL para el sistema se maximizan. Estas sensibilidades incorporan la proyección de precios de GNL contenida en el informe “Características del Mercado de GNL para Generación Eléctrica en el SIC” encargado por la DO a los consultores Herrera y Briano.

Finalmente se presenta una recomendación respecto de la metodología a aplicar para definir los volúmenes con los que debería contar el sistema en un horizonte de 5 años y en Anexos se describen las bases de simulación y la evolución del mercado global del GNL y sus particularidades, entre ellas las cláusulas de tipo “take or pay” y de “destination”.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 El tratamiento del precio y stock de GNL

El problema de optimización de la operación del SIC es inherentemente estocástico, las fuentes de aleatoriedad del problema son diversas y pueden ser tratadas en la formulación en forma explícita o implícita. A continuación se presentan algunas de las variables:

- Demanda de energía eléctrica.
- Hidrología.
- Precio de los combustibles.
- Disponibilidad de combustibles.
- Disponibilidad de unidades generadoras.

Los procesos de planificación de la operación desarrollados por la DO centran la estocasticidad del problema en la componente hidrológica y parametrizan el resto de la "incertidumbre" a través del uso de estimadores del valor esperado de las variables, particularmente en el caso de la demanda. En el caso de los combustibles, para el primer año de la programación de mediano y largo plazo se utiliza la información entregada al CDEC-SIC por el propietario u operador de la respectiva unidad generadora, para luego complementar el resto del período con los valores utilizados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en la fijación de precios de nudo de corto plazo vigente a la fecha de cálculo.

En particular para el GNL se observa una proyección optimista de la disponibilidad de este recurso y de su precio a partir del segundo año del horizonte de planificación.

A modo de ejemplo se presenta a continuación la disponibilidad de GNL utilizada por la CNE en la fijación de precio de nudo de abril de 2014.

Central	Disponibilidad período 2014-2023	Observación
San Isidro	Todo el horizonte	Ciclo Combinado
San Isidro 2	Todo el horizonte	Ciclo Combinado
Tal-Tal	Todo el horizonte	Ciclo Abierto Ciclo Combinado (2017)
Quintero I	Desde Abril 2015	Ciclo Abierto
Quintero II	Desde Abril 2015	Ciclo Abierto
Nueva Renca	Desde Abril 2015	Ciclo Combinado
Nehuenco I	Desde Abril 2016	Ciclo Combinado
Nehuenco II	Desde Abril 2016	Ciclo Combinado
Candelaria I y II	Desde Febrero 2020	Ciclo Abierto

Tabla 1: Disponibilidad de GNL utilizada por la CNE.

Cabe señalar que la estimación de la CNE, en el caso de la operación de centrales en ciclo abierto con este combustible, se basa en una decisión económica del propio sistema en su conjunto, con independencia de la propiedad de las instalaciones y de las particularidades contractuales del suministro que pudieran enfrentar los respectivos agentes. Por otro lado, en cuanto a la disponibilidad de GNL, la CNE considera que existirá disponibilidad de GNL con las condiciones actuales por modificaciones en las condiciones contractuales del mercado secundario interno y ampliaciones de los terminales de GNL a desarrollarse a mediano y corto plazo, lo que permitiría a las centrales que no cuentan con contrato de suministro firme, acceder al GNL a costos similares a los que existen actualmente.

La siguiente tabla muestra los precios del GNL previstos por la CNE para el SIC.

GNL en CHILE	
Año	Proyección GNL US\$/MMBtu
2014	12.70
2015	12.48
2016	12.00
2017	11.80
2018	10.68
2019	10.51
2020	10.16
2021	10.51
2022	10.71
2023	10.87
2024	11.07

Tabla 2: Precio GNL en Chile.

## 2.2 El equilibrio entre el valor esperado del Costo de Operación y de Falla del sistema eléctrico y el Costo del Volumen de GNL contratado.

El problema a resolver se reduce a determinar cuál es el volumen de GNL que el sistema está dispuesto a contratar en un horizonte de tiempo dado, de tal forma que se minimice en conjunto el Costo de Operación y Falla esperado del sistema y el Costo esperado del volumen a contratar. En términos matemáticos corresponde a minimizar la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} & \text{Min}\{FCO(\text{Vol GNL}) + FCGNL(\text{Vol GNL})\} \\ & \text{s. a. restricciones } FCO \\ & \text{restricciones } FCGNL \end{aligned}$$

Dónde:

- $FCO(\cdot)$  Función de Costo de Operación Esperado del sistema en el horizonte evaluado.  
 $FCGNL(\cdot)$  Función de Costo GNL esperado a contratar.

La condición de equilibrio se alcanza cuando el beneficio marginal de contratar un volumen adicional de GNL es equivalente al costo de ese volumen adicional, es decir:

$$\frac{\partial FCO}{\partial Vol\ GNL} + \frac{\partial FCGNL}{\partial Vol\ GNL} = 0$$

Las expresiones analíticas de las funciones  $FCO(\cdot)$  y  $FCGNL(\cdot)$  no son conocidas de manera explícita y deben ser estimadas.

### 2.3 Estimación de las funciones de Costos Esperados

La Función de Costo de Operación Esperado del Sistema (**FCO**) se puede obtener en base a simulaciones del modelo PLP en un horizonte de evaluación a definir (en principio 5 años), considerando distintos volúmenes de GNL disponibles para el sistema eléctrico. El valor promedio de los costos de operación térmicos de cada una de esas ejecuciones o corridas representa un punto en el eje Costo de Operación y Falla Sistema (*eje azul*) de la Figura 1. Es necesario establecer que estos resultados son una estimación del valor esperado obtenido de un conjunto de simulaciones para distintos escenarios hidrológicos, por lo tanto esta estimación es también una variable aleatoria.

Lo expresado anteriormente queda representado en la Figura 1 por las distribuciones de probabilidades asociadas a cada uno de esos valores y que se pueden establecer a partir de los resultados de cada una de las simulaciones. Del mismo modo, la Función Costo del GNL esperado a contratar (**FCGNL**) está representada en el eje opuesto al Costo de Operación y Falla Sistema como Costo de GNL (*eje verde*) y se encuentra sujeta a la incertidumbre en el precio al cuál se accederá para cada uno de los volúmenes propuestos., por lo tanto se requiere de información para tener un acercamiento al funcionamiento del mercado de este combustible y disponer de una estimación fundada.

Considerando lo anterior, es oportuno indicar que la solución al problema no es única, en el sentido que el resultado es un valor esperado del volumen a contratar y que está sujeto a un intervalo de confianza (típicamente se puede obtener para un 95% de significancia), en consecuencia cualquier valor dentro de ese rango será estadísticamente equivalente.

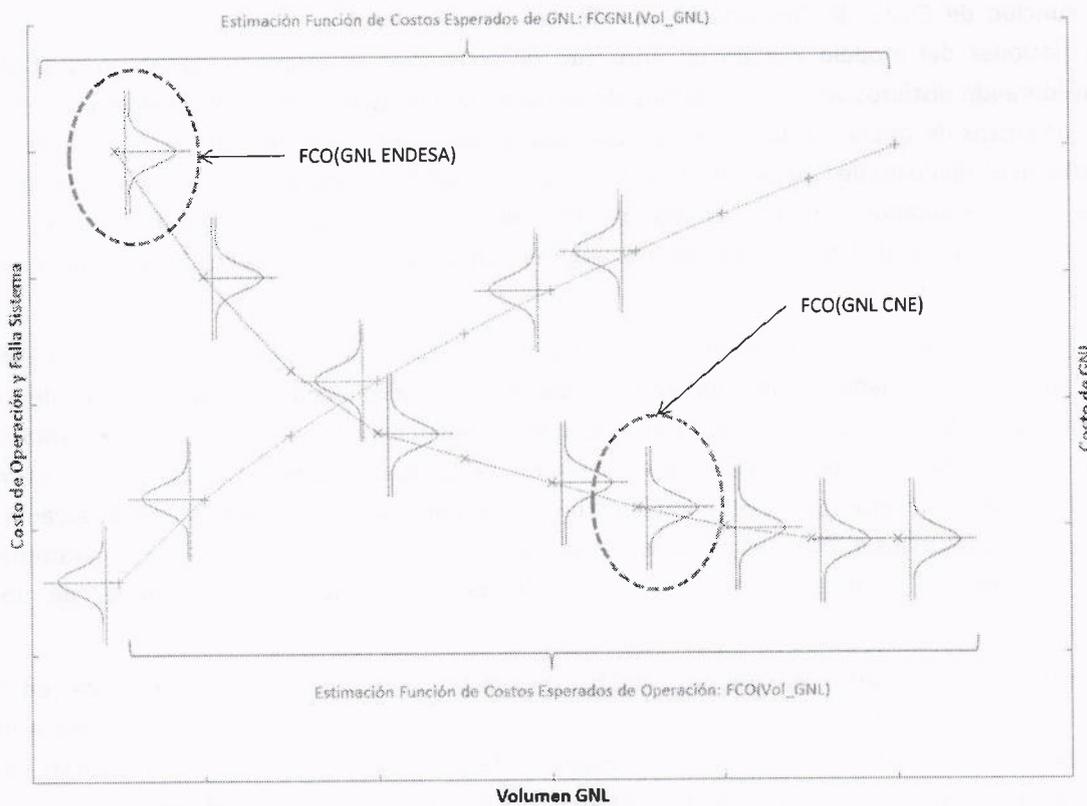


Figura 1: Representación gráfica de las estimaciones de FCO y FCGNL.

### **3. ESTIMACIÓN FUNCIÓN COSTO DE OPERACIÓN ESPERADO DEL SISTEMA**

Como se mencionó anteriormente, la metodología considera el uso de la base de la corrida de 5 años correspondiente a la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de abril de 2014. En ella se incorporan, a partir del segundo año del horizonte de planificación, los supuestos de disponibilidad y precio del GNL que han sido detallados en el punto 2.1 del presente informe.

La incorporación de estas disponibilidades y precios del GNL en la base de la corrida de 5 años, suponen la flexibilidad total del uso de este recurso, es decir los costos provienen únicamente del pago por el gas que se consume. Como se describió, no resulta evidente que tanto los volúmenes como los precios proyectados den cuenta de la realidad de los contratos que se puedan negociar en el largo plazo para conseguir condiciones como las supuestas.

Por esta razón, en esta etapa se han definido los puntos de la FCO que se desea estimar, tomando en cuenta una estructura de tipo "Take or Pay" (ToP) de los contratos a lo que se comprometerá el consumo de un determinado volumen anual en el largo plazo. Para estos efectos, se agrega progresivamente a la disponibilidad de combustible supuesta para las centrales de Ciclo Combinado (CC) de ENDESA, la disponibilidad adicional para un ciclo combinado, hasta completar un volumen anual equivalente al de tres ciclos combinados y sin restringir estos escenarios a la capacidad real de regasificación del terminal de Quintero. En resumen, la curva asociada a la FCO estaría en esta primera parte estimada para los siguientes 4 casos:

1. Sin GNL adicional, es decir únicamente el aporte de ENDESA.
2. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC.
3. El aporte de ENDESA más el GNL para 2 CC.
4. El aporte de ENDESA más el GNL para 3 CC.

#### **3.1 Distribución de la FCO del sistema**

Para los 4 casos antes descritos se obtuvieron las distribuciones de los costos, en conjunto con los parámetros más relevantes, se incluyen los valores que limitan las probabilidades acumuladas del 95%, 97% y 99% (denotados como @95%, @97% y @99%). Las siguientes figuras resumen los resultados obtenidos.

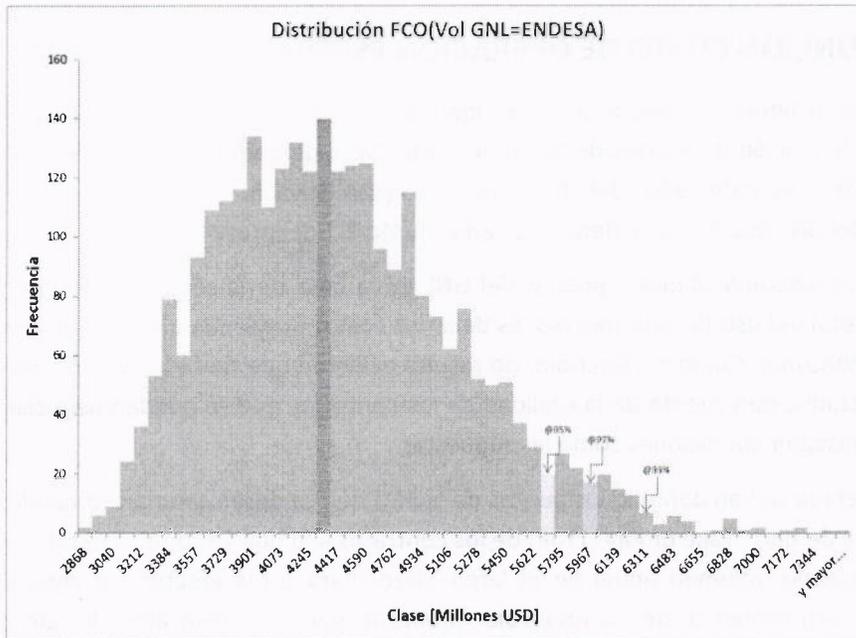


Figura 2: Caso sin GNL adicional

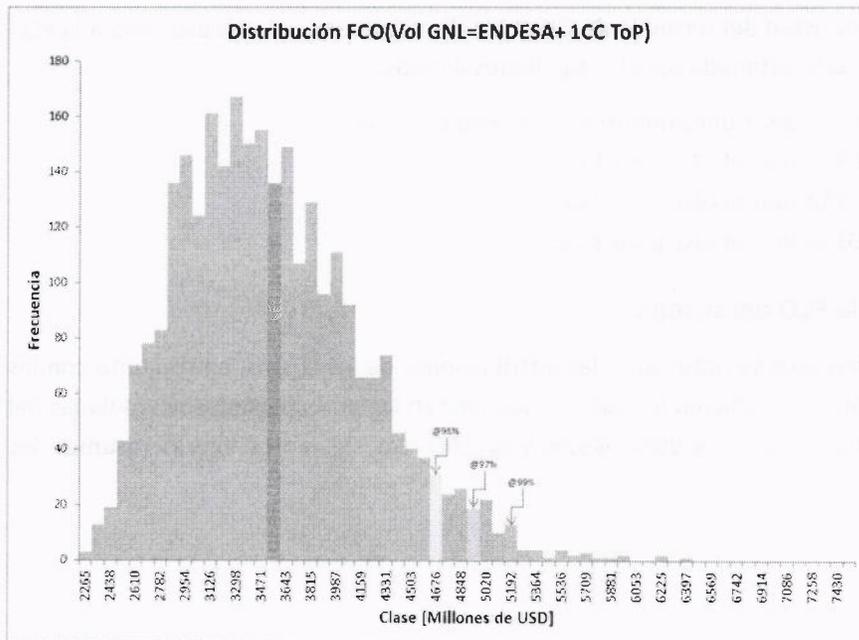


Figura 3: Caso con GNL 1 CC adicional

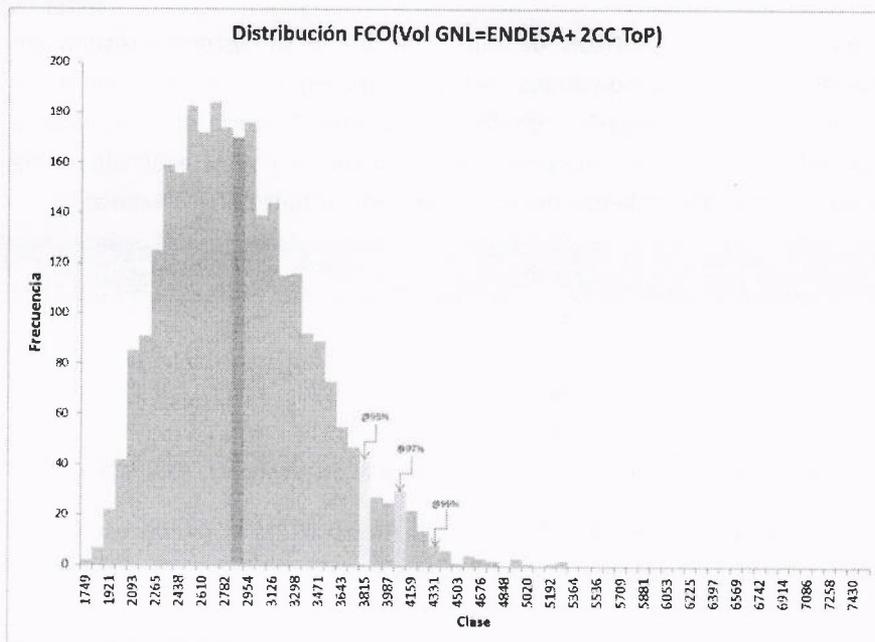


Figura 4: Caso con GNL 2 CC adicional

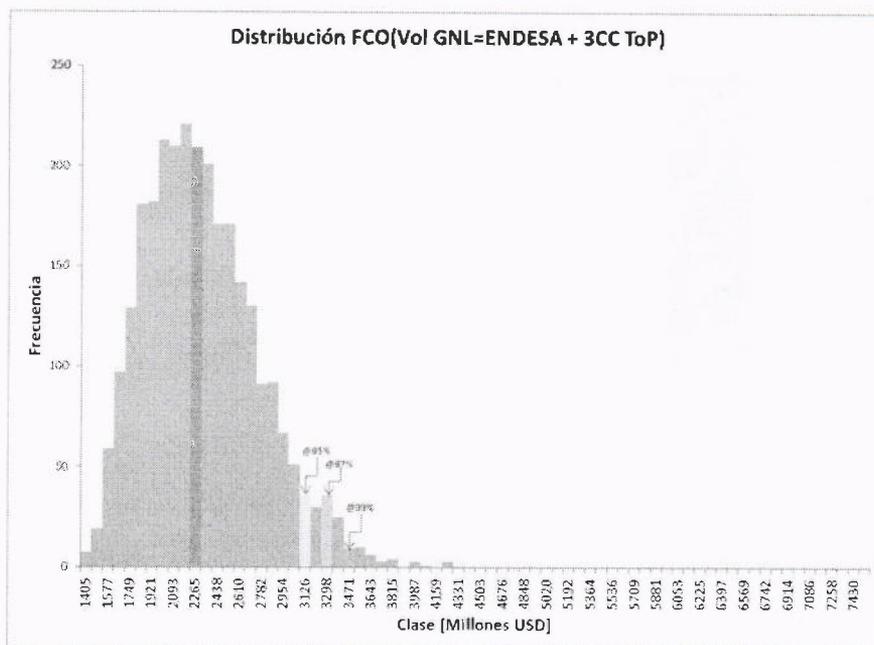


Figura 5: Caso con GNL 3 CC adicional

Cada vez que se agrega una mayor cantidad de GNL contratado al sistema, resulta un desplazamiento a la izquierda de la distribución de los costos (reducción) y una disminución de su varianza (variación). En este punto es necesario considerar en el análisis tanto el cambio de la estimación del Valor Esperado del Costo de Operación, así como de los límites asociados a las probabilidades acumuladas. La siguiente tabla resume los valores encontrados en los 4 casos.

Casos	ENDESA	ENDESA + 1CC ToP	ENDESA + 2CC ToP	ENDESA + 3CC ToP
Valor Esperado	4371	3502	2847	2267
@95%	5709	4676	3815	3126
@97%	5967	4934	4073	3298
@99%	6311	5192	4331	3471

Tabla 3: Estimación de valores esperados y valores umbrales Probabilidades de excedencia 95%, 97% y 99%.

De los valores contenidos en la Tabla 3 (ver detalle anual en Anexo N°4), se puede establecer cómo cambia el Valor Esperado del Costo Operación del Sistema en la medida que se aumenta el volumen de GNL contratado. La Figura 6 muestra como disminuye la sensibilidad de los resultados al volumen a medida que aumenta el volumen de GNL contratado.

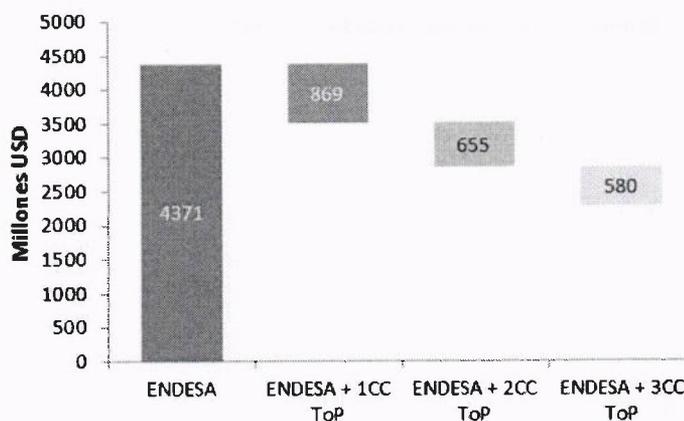


Figura 6: Diagrama cascada asociado a los Valores Esperados de los Costos de Operación del Sistema.

El mismo ejercicio se puede realizar para los valores asociados a las probabilidades acumuladas, por ejemplo el caso @99%.

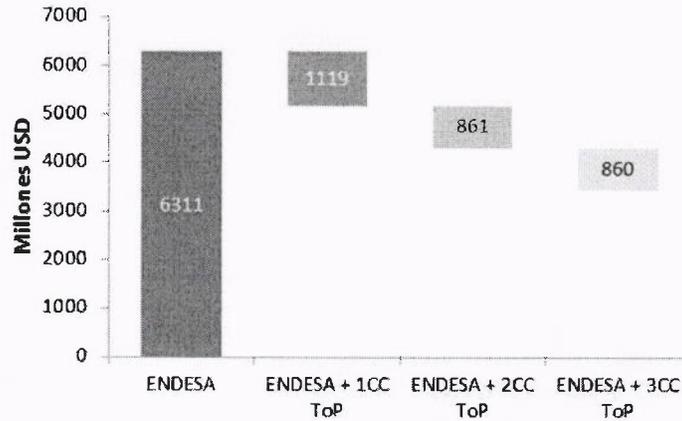
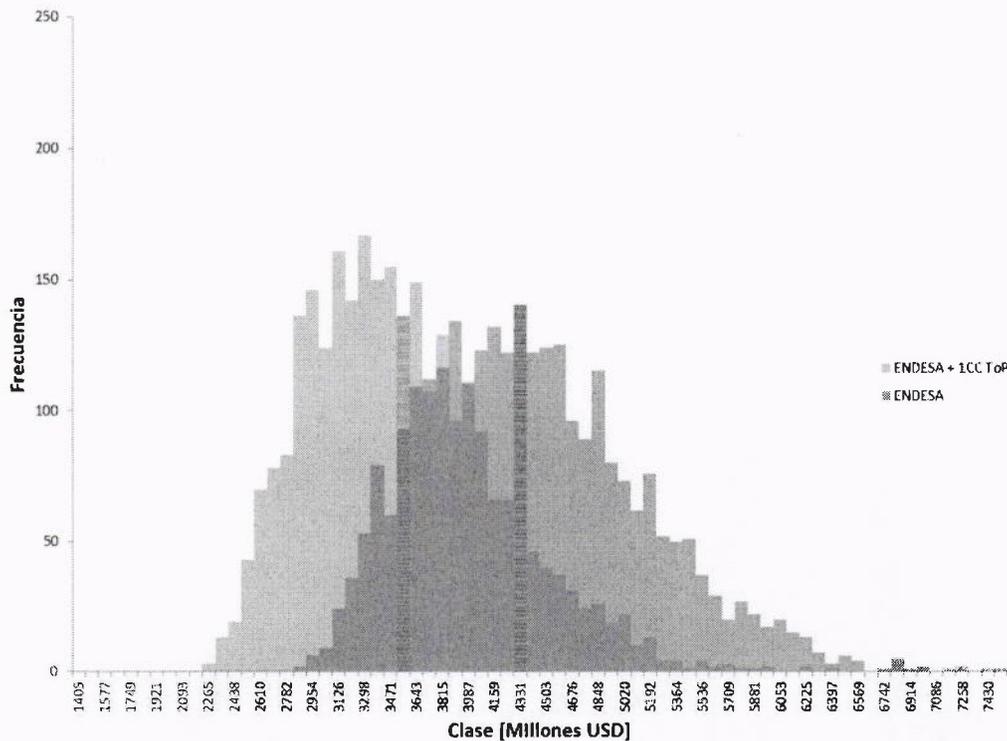


Figura 7: Diagrama cascada asociado al valor asociado a Probabilidad acumulada de 99%.

Como se puede apreciar, el caso con un ciclo adicional es el que posee el mejor rendimiento en términos de disminución de los costos de operación y los riesgos de costos de operación altos en caso de presentarse restricciones en la oferta de generación (escenarios hidrológicos secos).

Los siguientes gráficos muestran los cambios que experimenta la distribución de costos del caso sin GNL adicional a medida que se incorporan mayores volúmenes de GNL al sistema.



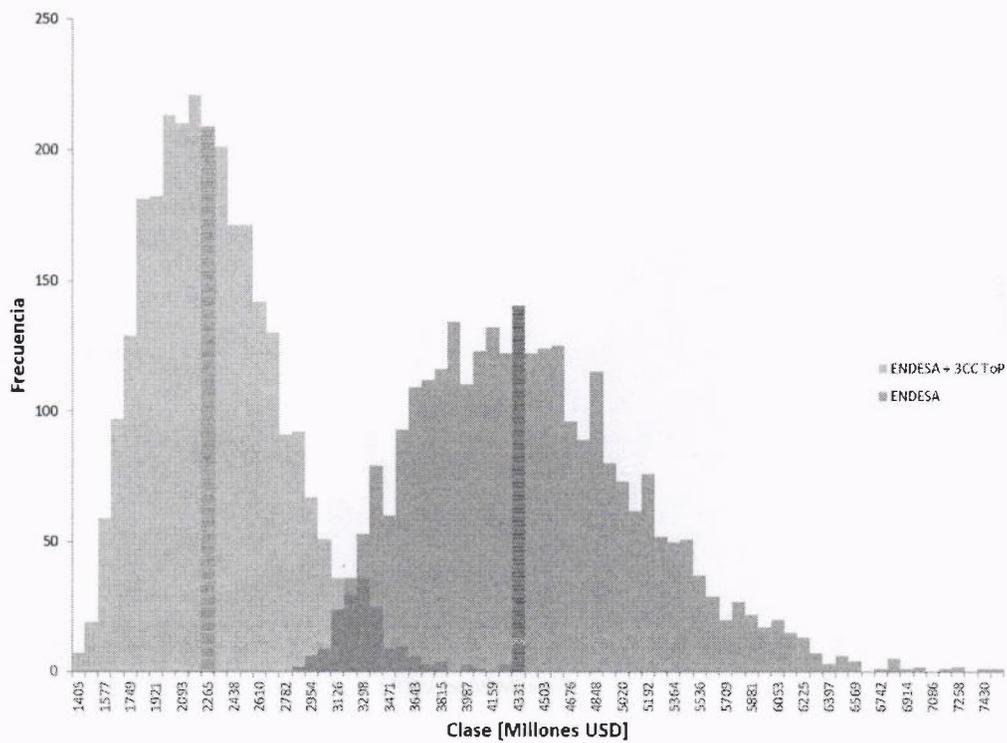
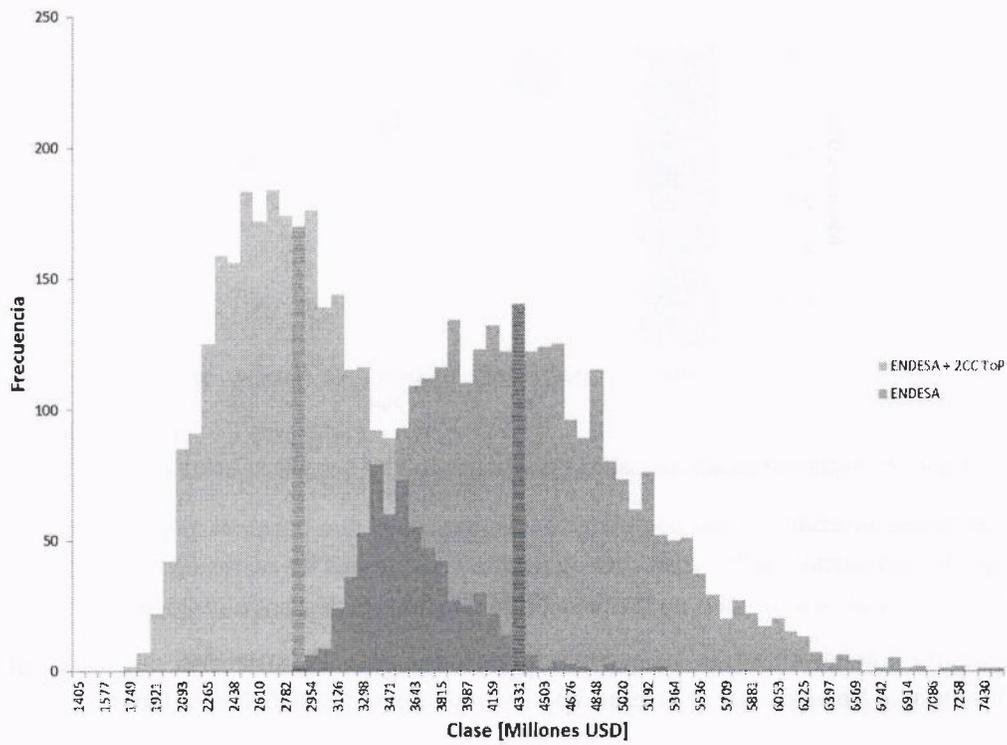


Figura 8: Comparación Distribución de costos de operación respecto del caso sin GNL Adicional

### 3.2 Efectos en el perfil de los costos marginales de energía

En las siguientes figuras se muestran los perfiles de costos marginales de energía en la barra Quillota 220 kV para el bloque de demanda alta (ver detalles de costos marginales en Anexo N°3).

- En color gris cada una de las series hidrológicas simuladas.
- En color azul el valor promedio de las series hidrológicas.
- En color celeste los valores medios anuales (año hidrológico).

Resulta interesante destacar que el caso sin GNL adicional es el que exhibe los perfiles de costos marginales más altos y con mayor frecuencia, correspondiendo al caso en que el sistema se encuentra expuesto a un mayor riesgo de experimentar costos marginales altos (centrales térmicas operando con diésel).

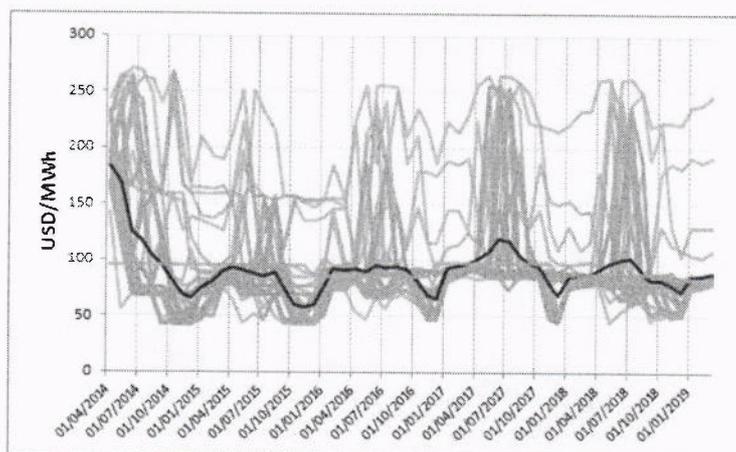


Figura 9: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso CNE

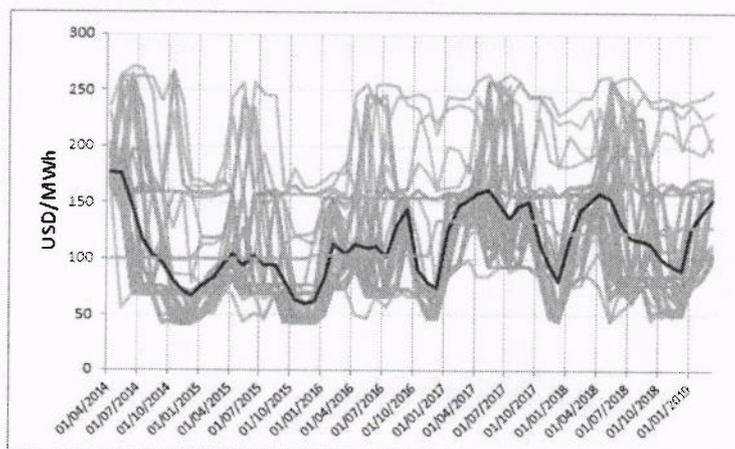


Figura 10: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso sin GNL adicional

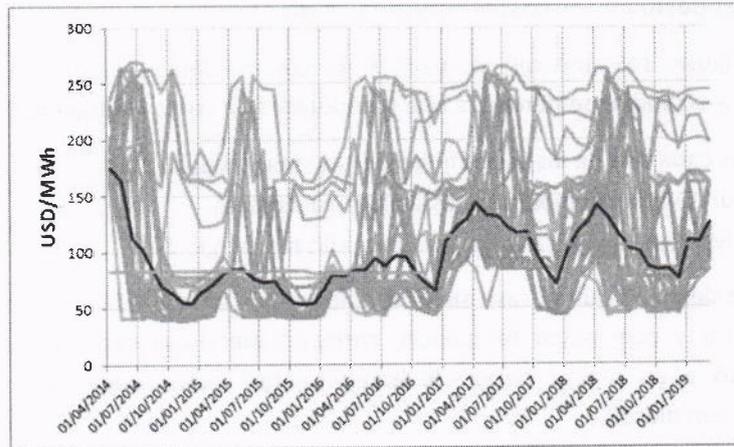


Figura 11: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso GNL 1 CC adicional

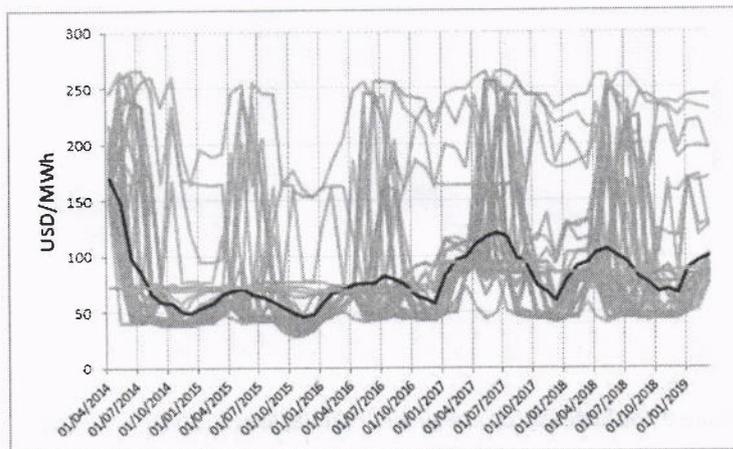


Figura 12: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso GNL 2 CC adicional

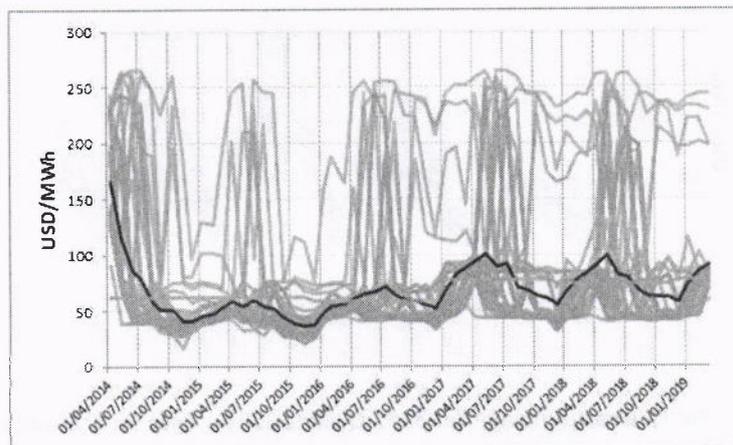


Figura 13: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso GNL 3 CC adicional

Otro aspecto relevante es el hecho que el perfil de costos marginales esperados pierde sensibilidad a medida que aumentan los volúmenes de GNL al sistema. En efecto, las Figura 12 y Figura 13 muestran un valor esperado de los perfiles de costo marginal similares.

La diferencia entre ambos casos es la notoria reducción del riesgo en los escenarios asociados a hidrologías más secas, que se desprende de la menor densidad de curvas asociada a costos marginales altos, especialmente en los meses de invierno.

### 3.3 Estimación del Precio de corte para el volumen de GNL adicional

A continuación, y en base a los resultados presentados anteriormente, se muestra una estimación de la distribución de beneficios de contratar (ToP) un volumen de GNL para operar 1 CC anual. La comparación se realiza respecto del caso de operar sólo con el volumen que a la fecha ha declarado ENDESA. En esta estimación se ha parametrizado el costo del GNL en términos del costo variable combustible asociado. El objetivo es obtener un precio de GNL que se aproxime a un margen nulo del “negocio” de compra de GNL.

La siguiente figura muestra la distribución de costos/beneficios de la decisión de contratar el volumen de GNL para 1 CC a un costo variable equivalente de 60 USD/MWh. En este caso los beneficios de la decisión son ligeramente positivos (3% del valor del costo del GNL adicional). Sin embargo el riesgo de la decisión alcanza los 150 millones de USD (VaR@5%).

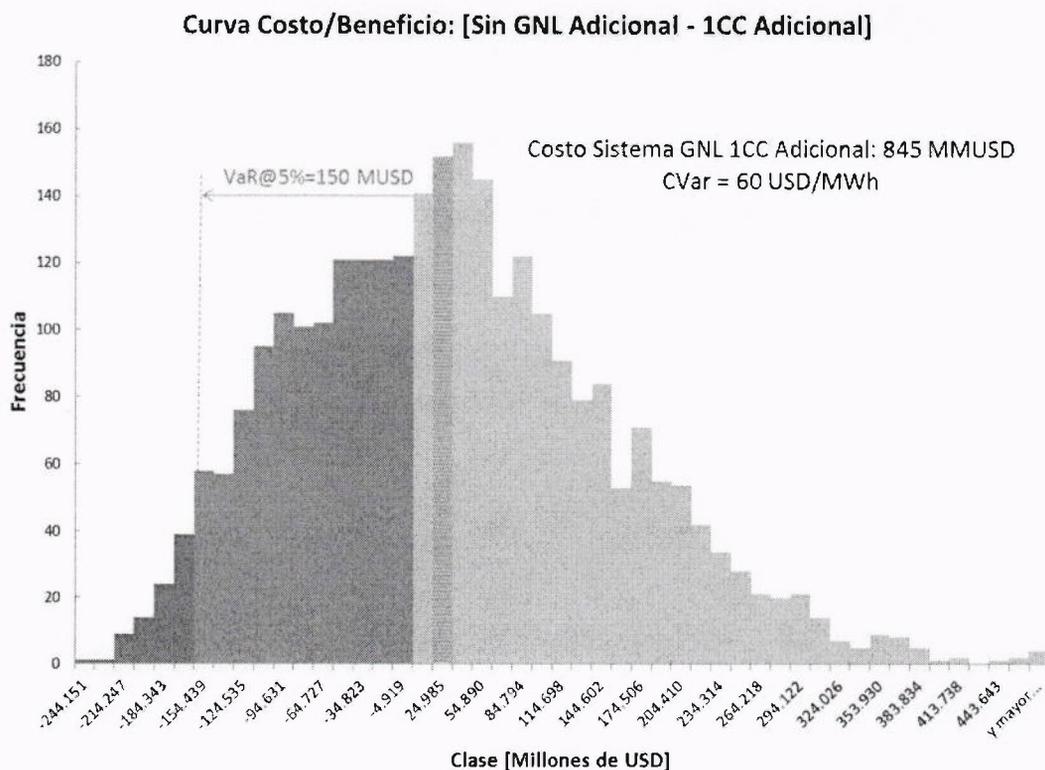


Figura 14: Curva Costo/Beneficio caso Sin GNL – Caso 1CC Adicional (CVar= 60 USD/MWh)

Por otro lado, el mismo ejercicio pero con un costo variable equivalente de 80 USD/MWh (valor actual de los CC declarados por ENDESA) arroja como resultado un margen esperado negativo de la compra de GNL del orden de los 240 millones de USD.

**Curva Costo/Beneficio: [Sin GNL Adicional - 1CC Adicional]**

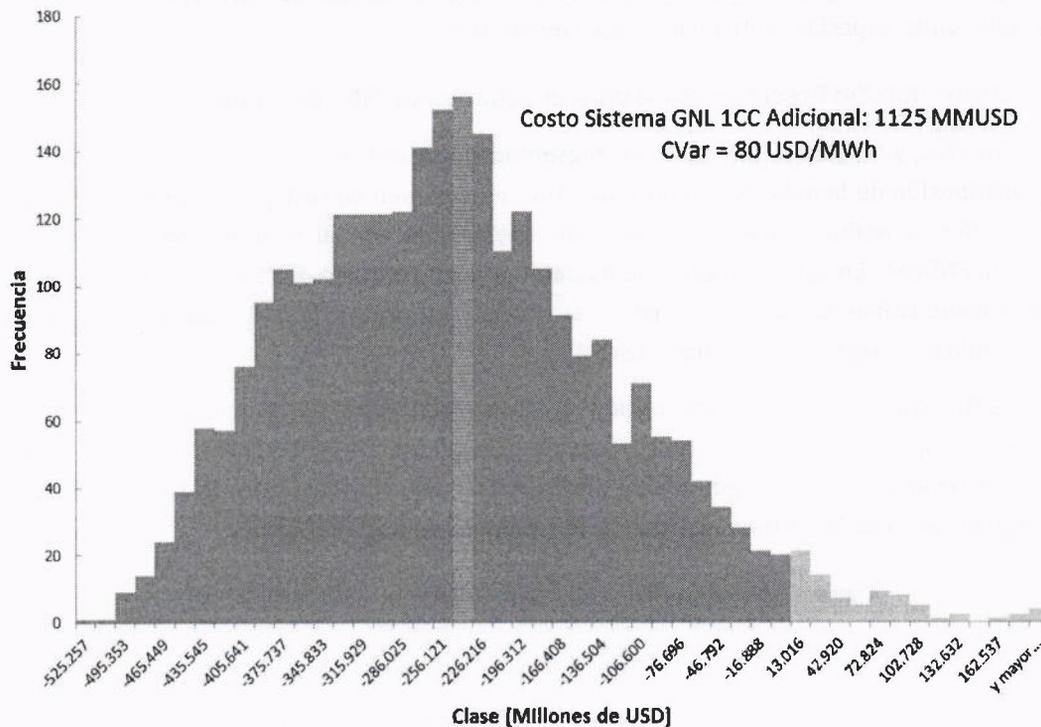


Figura 15: Curva Costo/Beneficio caso Sin GNL – Caso 1CC Adicional (CVar= 80 USD/MWh)

#### 4. DEFINICIÓN DE SENSIBILIDADES

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para la determinación de la función de costos esperados de operación, para distintos escenarios de disponibilidad de GNL anual, permiten establecer los siguientes elementos a considerar en la definición de las sensibilidades:

- El escenario de compra de volumen para operar anualmente un CC adicional a la disponibilidad de GNL informada por ENDESA aparece, en términos relativos, como la alternativa más viable, considerando la eficiencia en la reducción de los costos (Figura 6).
- El efecto en los costos marginales del sistema del caso este caso (1 CC Adicional) es el que más se asemeja al caso que en la actualidad es usado en la planificación de la operación que realiza periódicamente la DO (disponibilidad, flexibilidad y precio utilizado por la CNE en la fijación de precio de nudo de corto plazo). Por otro lado, el escenario que sólo considera el GNL declarado por ENDESA es el que exhibe los mayores costos marginales y la mayor volatilidad de éste (Figura 10).
- Basado en los resultados del escenario de 1 CC adicional, se determinó el precio de indiferencia en términos de obtener un margen nulo del negocio. El costo equivalente de este volumen es próximo a un costo variable de operación de 60 USD/MWh (aprox.). En términos de costos representa un desembolso en los 5 años del orden de los 845 Millones de USD (MMUSD), que exhibe un VaR al 5% de 150 MMUSD, es decir el negocio puede reportar pérdidas de hasta 150 MMUSD en el 5% de los escenarios más desfavorables (seguidilla de años húmedos).

En caso de evaluar la curva Costo/Beneficio con los actuales costos variables del GNL declarados por ENDESA, en este caso el negocio tiene un retorno esperado negativo y del orden de los 250 MMUSD.

Tomando en cuenta lo anterior, aparece como alternativa evaluar si es técnicamente factible un volumen menor de GNL y que sea dispuesto estacionalmente en los meses de recesión del período de deshielo y durante la temporada de lluvias en Chile Central. Dependiendo del pronóstico de deshielo, dicha decisión se podría tomar con 3 o 4 meses de anticipación (septiembre u octubre) contratando dicho volumen para ser entregado en el año siguiente, por ejemplo en el cuatrimestre febrero-mayo, y de manera consistente con el proceso de Annual Delivery Program (ADP) que realiza GNL Chile en ese mismo período.

Por otra parte, se incorporan en estas evaluaciones la proyección de precios a los que eventualmente se podría acceder o contratar estos volúmenes adicionales de GNL para el SIC. Para considerar esta situación, el presente informe incorpora los resultados del estudio realizado por los consultores Herrera y Briano: "Características del Mercado del GNL para Generación Eléctrica en el SIC".

## 5. REFINACIÓN DE LA FUNCIÓN COSTO DE OPERACIÓN ESPERADO DEL SISTEMA

Al igual que en los escenarios anuales descritos en el punto 3, en esta etapa se han definido los puntos de la Función de Costo de Operación y Falla esperado del sistema (FCO) que se desea estimar, tomando en cuenta una estructura de tipo "Take or Pay" (ToP) para los contratos a lo que se comprometería el consumo de un determinado volumen anual en el largo plazo y siguiendo la misma línea de lo presentado en la primera parte de este informe.

Para estos efectos, se agrega progresivamente a la disponibilidad de combustible supuesta para las centrales de Ciclo Combinado (CC) de ENDESA, la disponibilidad adicional para un ciclo combinado por 3 meses de operación continua y hasta completar un volumen anual equivalente a la operación de un ciclo combinado entre enero y septiembre de cada año (3 trimestres). En resumen, la curva asociada a la FCO estimada originalmente, estaría refinada en 3 casos intermedios ubicados entre los puntos "Sin GNL Adicional" y un "CC anual adicional":

1. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y marzo.
2. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y junio.
3. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y septiembre.

Adicionalmente, y con el propósito de tener una mejor resolución de los puntos asociados a los casos detallados anteriormente, se simularon los casos intermedios de tal forma que se cuenta con los resultados con resolución mensual desde el primer trimestre hasta el tercer trimestre.

### 5.1 Distribución de la FCO del Sistema

Para los 3 casos descritos anteriormente, se obtuvieron las distribuciones de los costos junto con los valores que limitan las probabilidades acumuladas del 95%, 97% y 99% (denotados como @95%, @97% y @99%). Adicionalmente se agrega el caso enero-agosto (identificado como Ene-Ago) dado que resultó ser el que presentaba el mayor ahorro en los costos del sistema.

La siguiente tabla resume la estimación del Valor Esperado del Costo de Operación y los límites asociados a las probabilidades acumuladas para el período de 5 años.

CASOS	ENDESA	ENDESA + CC ToP Ene-Mar	ENDESA + CC ToP Ene-Jun	ENDESA + CC ToP Ene-Sep	ENDESA + CC ToP Ene-Ago
Valor Esperado	4371	4243	3962	3714	<b>3783</b>
@95%	5709	5622	5278	4934	<b>5020</b>
@97%	5967	5881	5536	5192	<b>5278</b>
@99%	6311	6225	5881	5450	<b>5622</b>

Tabla 4: Valores esperados y umbrales probabilidades acumuladas 95%, 97% y 99% (Millones de USD)

La Figura 6 muestra que la incorporación de volúmenes de GNL adicional al SIC tiene su mayor rendimiento entre el segundo y tercer trimestre del año, y en particular el período que maximiza el ahorro esperado corresponde al período Ene-Ago.

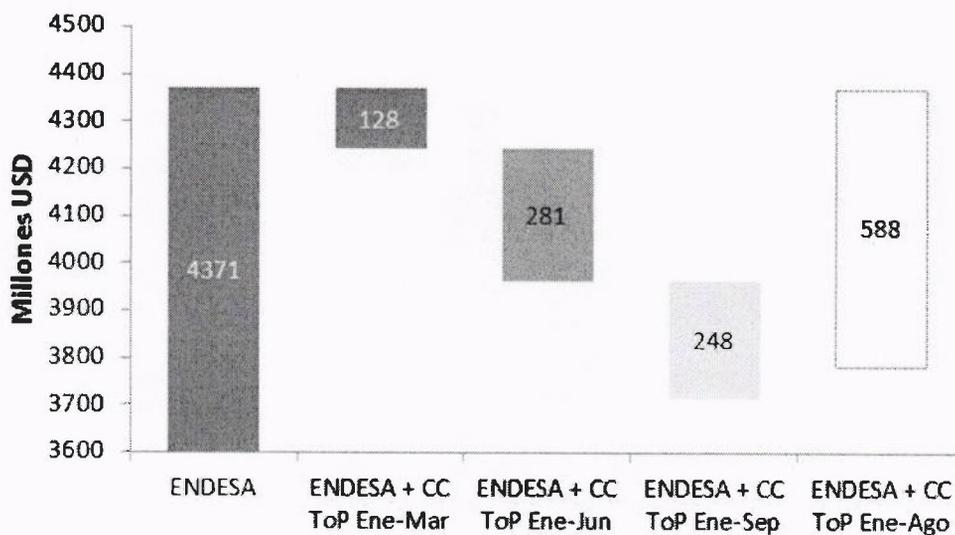
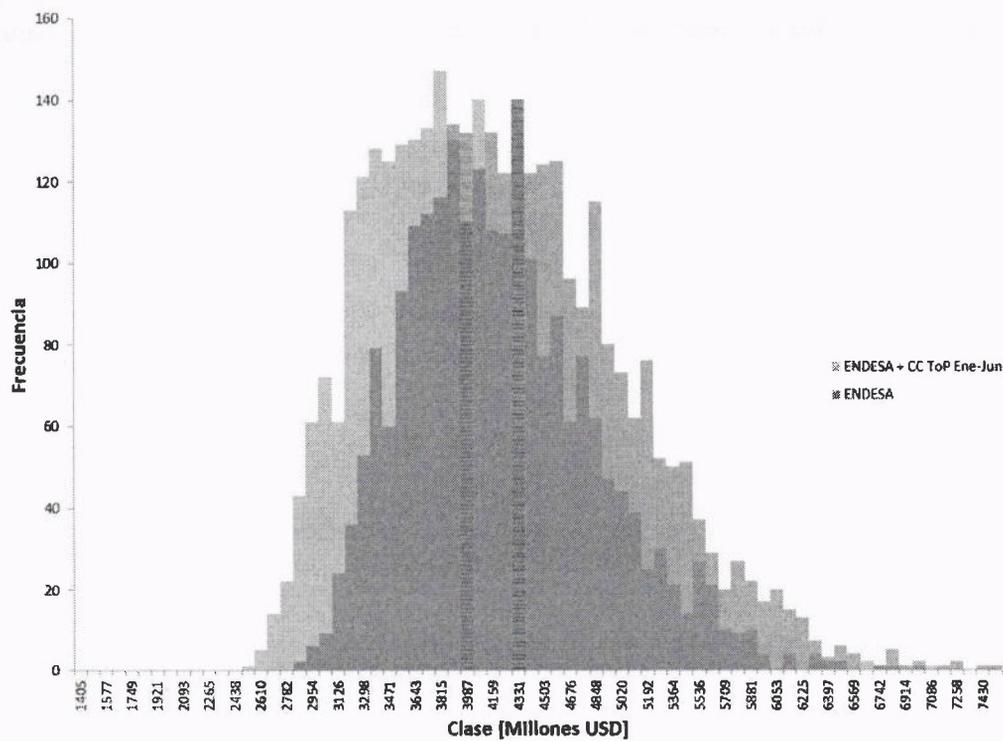
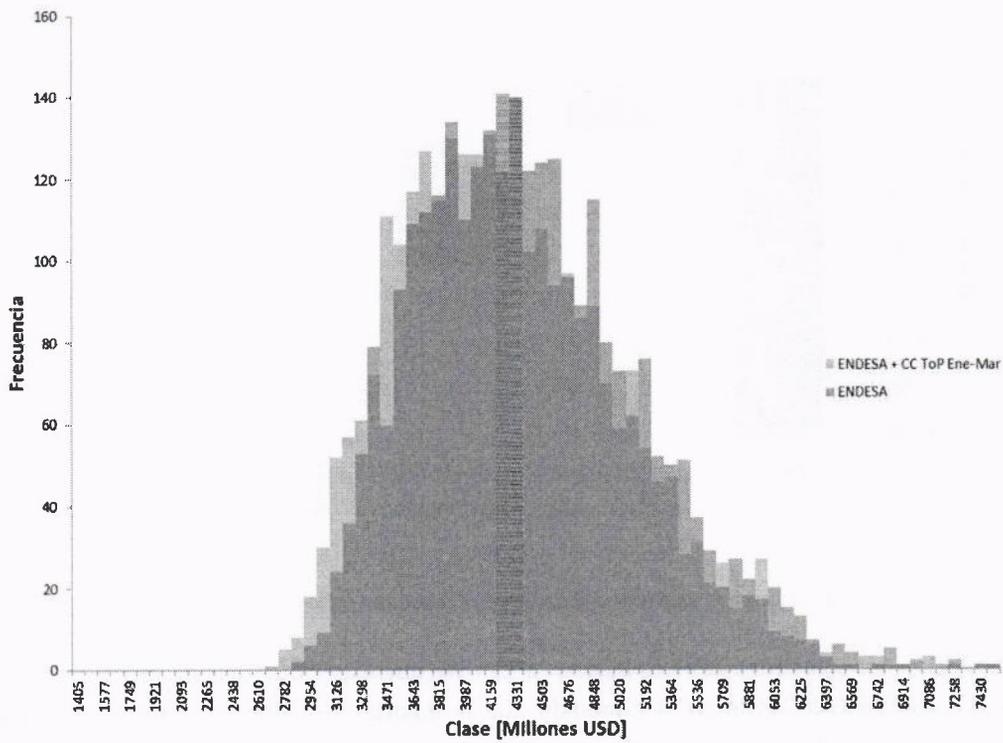


Figura 16: Diagrama cascada asociado a los Valores Esperados de los Costos de Operación del Sistema

A continuación, los siguientes gráficos ilustran el cambio que experimenta la distribución de costos desde el caso “sin GNL adicional” y a medida que se incorporan trimestralmente volúmenes de GNL al SIC. Todas ellas evidencian el corrimiento hacia la izquierda de los valores esperados (mayor ahorro de costos al agregar más GNL) y en menor medida una reducción de la varianza de la distribución.



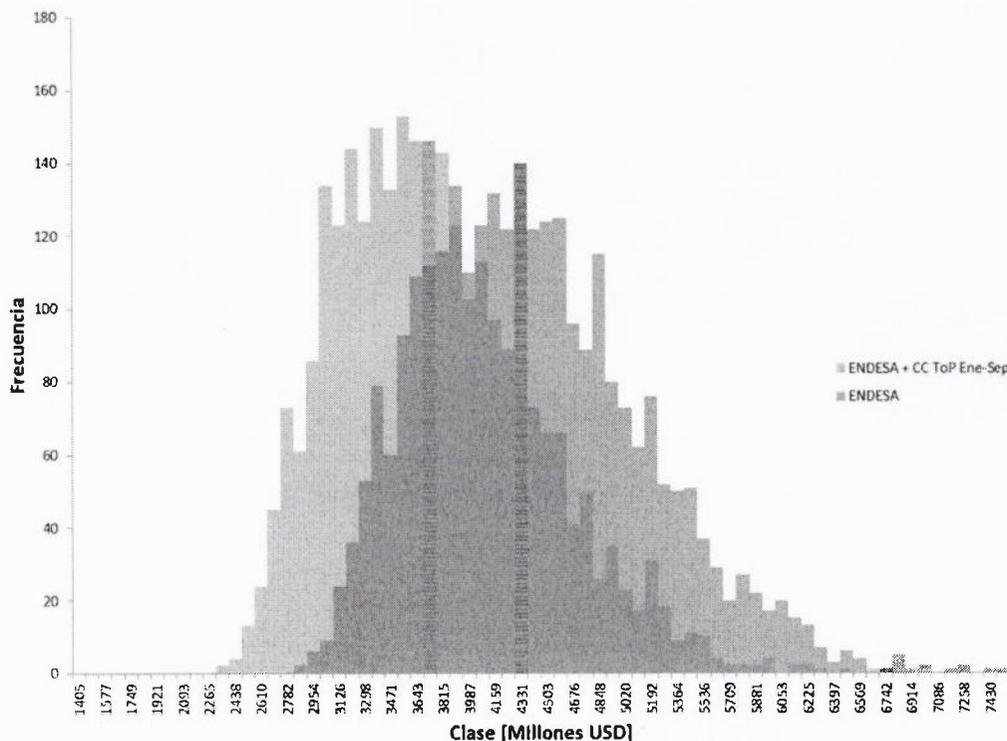


Figura 17: Comparación Distribución de costos de operación respecto del caso sin GNL Adicional

## 5.2 Efectos en el perfil de los costos marginales de energía

En las siguientes figuras se muestran los perfiles de costos marginales de energía en la barra Quillota 220 kV para el bloque de demanda alta.

- En color gris cada una de las series hidrológicas simuladas.
- En color azul el valor promedio de las series hidrológicas.
- En color celeste los valores medios anuales (año hidrológico).

Resulta oportuno destacar, al igual que en el punto 3.2, que el caso que posee la menor cantidad de GNL adicional (ToP Ene-Mar) es el que exhibe los perfiles de costos marginales más altos (Figura 18).

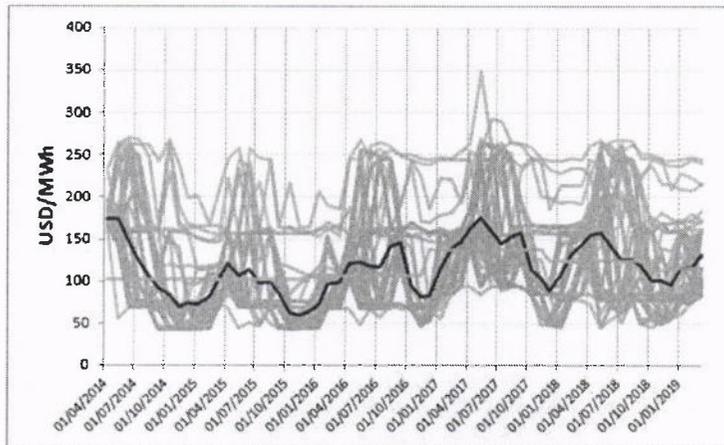


Figura 18: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso ToP Ene-Mar

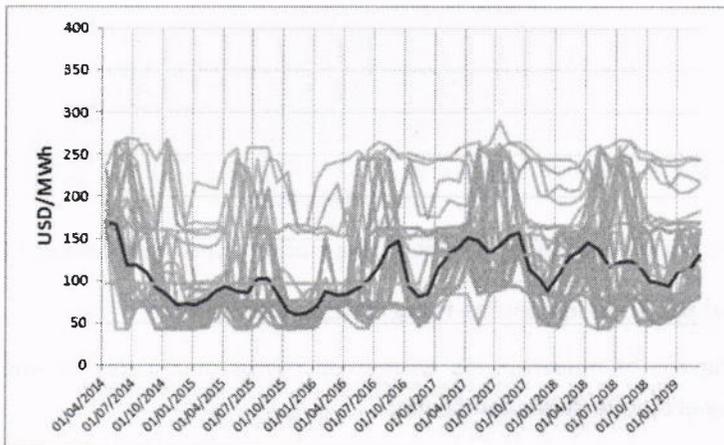


Figura 19: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso ToP Ene-Jun

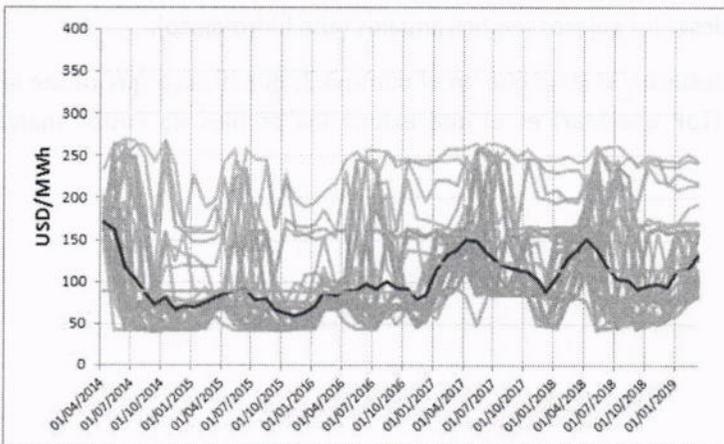


Figura 20: Perfil de costos marginales barra Quillota 220 kV, caso ToP Ene-Sep

Otro aspecto relevante es el hecho que el perfil de costos marginales esperados pierde sensibilidad a medida que aumentan trimestralmente los volúmenes de GNL al sistema. En efecto, la Figura 19 y Figura 20 muestran un valor esperado de los perfiles de costo marginal similares.

### 5.3 Estimación Función Costo del GNL Contratado (FCGNL) y Función Conjunta

Tal como se estableció en el punto 2, el problema a resolver se reduce a determinar cuál es la cantidad de volumen de GNL que el SIC estaría dispuesto a contratar en un horizonte de tiempo dado, de tal forma que se minimice en conjunto el valor Costo de Operación y Falla esperado del sistema (FCO) y el Costo esperado de las compras de ese volumen (FCGNL).

A continuación se establecen los supuestos para la estimación de los costos del GNL a contratar adicionalmente y la determinación de la función conjunta (FCO+FCGNL).

### 5.4 Proyección de Precios para Estimación de la FCGNL

En base a la proyección de costos del GNL entregada en el informe de Herrera y Briano antes citado, se estima la función de costos de los volúmenes de GNL asociados a los distintos escenarios en estudio.

Precios GNL DES (promedio Anual) USD/MMBtu

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
BASE	1,15 HH + 4,0	9,18	9,17	9,38	9,55	9,66	9,82
Adicional Quantity (AQ) Reference Case	0,10 * Brent	10,60	10,78	10,65	10,78	11,12	11,54
Adicional Quantity (AQ) Low Prices Case	0,10 * Brent	8,96	8,14	8,02	8,08	8,19	8,33
SPOT Reference Case		13,32	13,26	13,18	13,45	13,92	14,46
SPOT Low Prices Case		10,40	9,97	9,93	10,04	10,18	10,37
Nuevo Contrato	1,15 HH + 4,5	9,71	9,70	9,91	10,08	10,19	10,35
Proyección CNE (1)		12,89	12,41	12,20	11,59	10,16	9,82

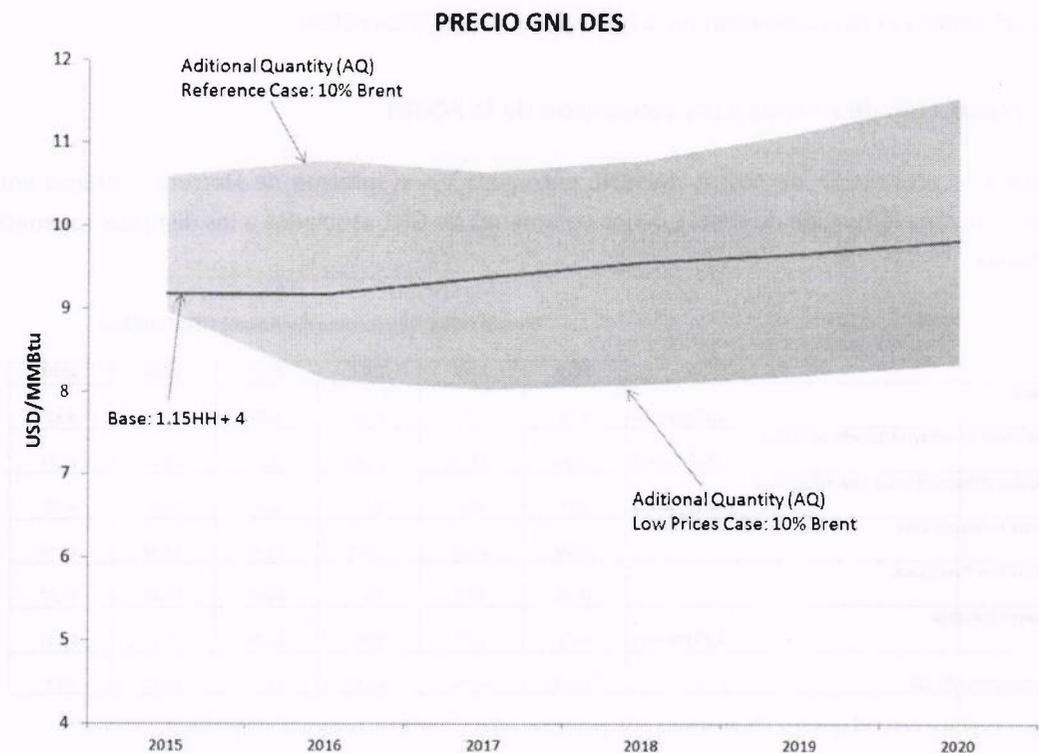
(1) La proyección de la CNE considera 12% Brent hasta 2018. En adelante utiliza 1,15 HH + 4,5. Agrega 0,12 USD/MMBtu por Terminal

Tabla 5: Proyección de Precios del GNL DES terminal Quintero

La Tabla 5 presenta la proyección de costos promedios anuales para el GNL DES (Delivery Ex Ship) desde el terminal de GNL Quintero, para las diferentes modalidades contractuales a las que se podría acceder a volúmenes de GNL, así como para distintos escenarios de los indexadores de precio, Henry Hub (HH) y Brent.

Considerando la incertidumbre en torno a la estimación para los distintos escenarios del precio de los combustibles en el futuro, así como a la modalidad contractual que se podría utilizar para tener acceso a estos volúmenes adicionales programados en el proceso ADP, se definieron los siguientes escenarios de precios para estimar algunos puntos de la función de costos del GNL: Base, AQ Reference Case y AQ Low Prices Case.

Los siguientes gráficos muestran los escenarios tanto para los precios de GNL DES como para el costo variable equivalente de la central de CC que operaría con este combustible bajo un acceso a dichos volúmenes en modalidad Base y AQ de los contratos (a los precios DES se le agrega el arancel, el costo variable por uso del terminal y los costos variables no combustibles asociados a la operación de la central).



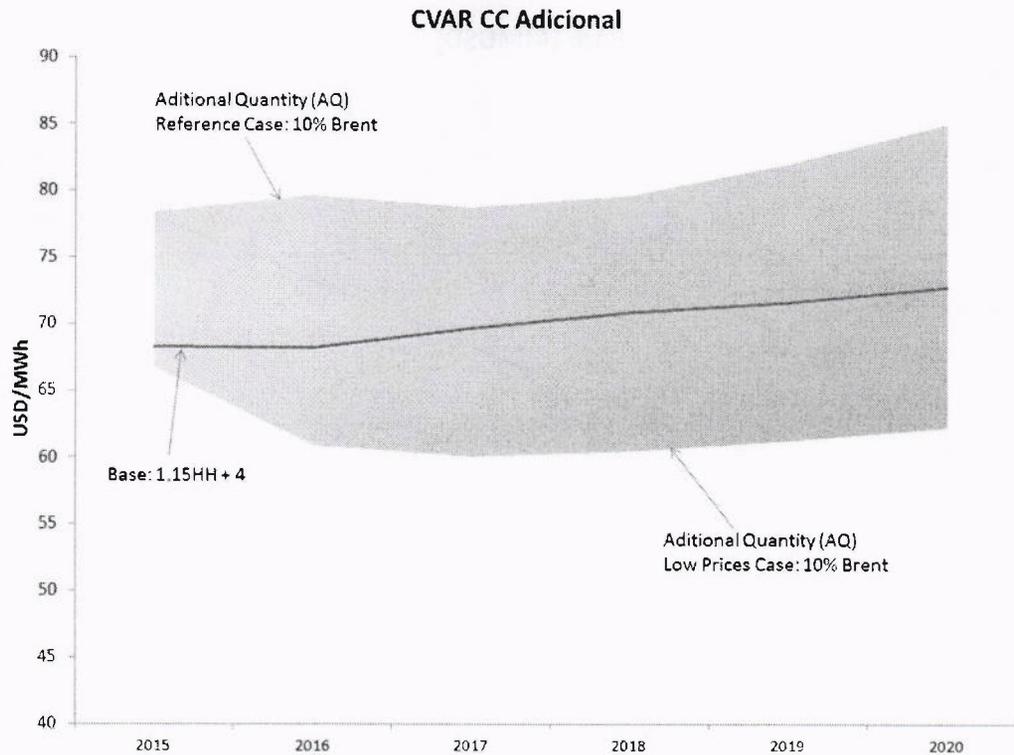


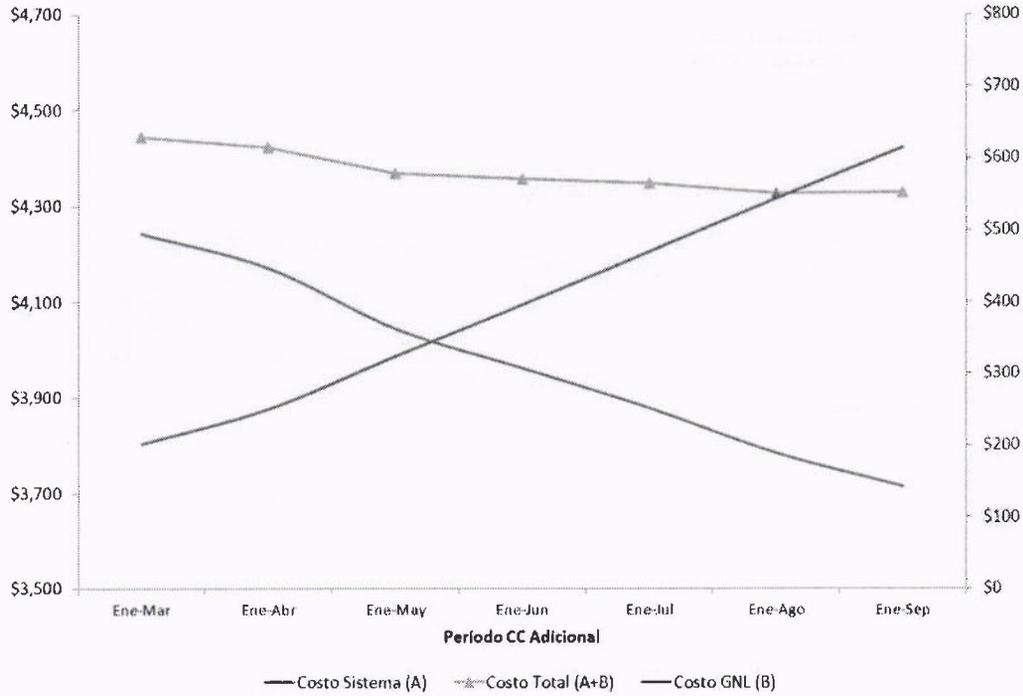
Figura 21: Proyección de Precio del GNL DES y Costo Variable Equivalente de CC

## 5.5 Estimación de la Función de Costo Conjunta

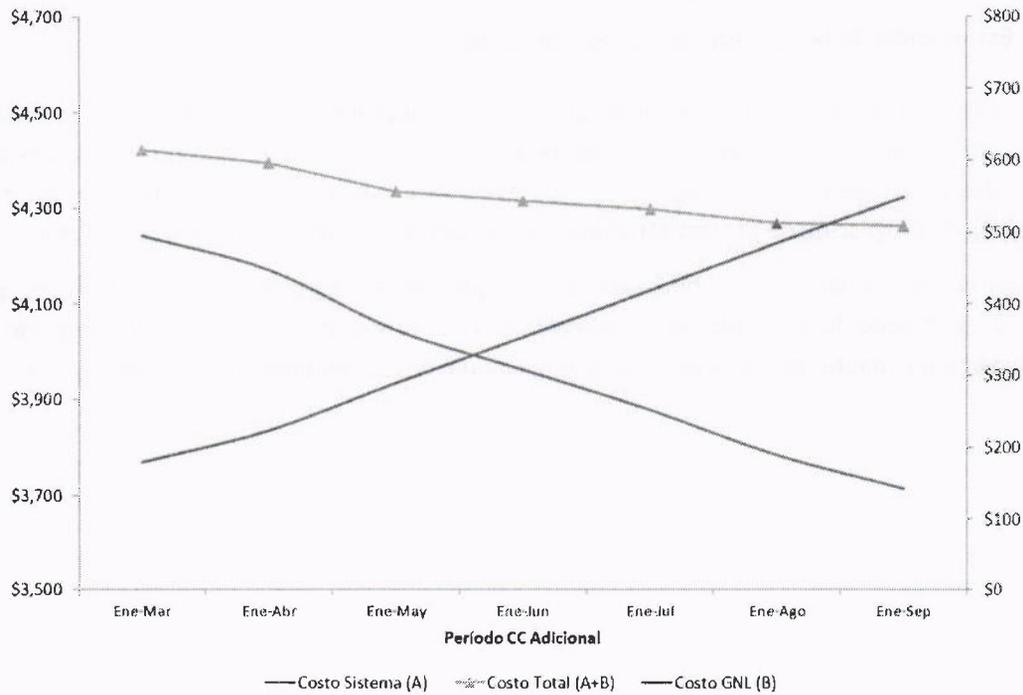
La curva de costo total, conformada por la suma de la estimación de la FCO del sistema y la FCGNL, registra su mínimo con el volumen equivalente a la operación de un CC durante los primeros 8 meses del año (Ene-Ago). Las siguientes figuras ilustran las curvas definidas para los tres escenarios de proyección de precios estudiados y que dan cuenta de este mínimo costo total.

Resulta oportuno señalar que las diferencias encontradas entre los casos no son significativas, por lo que dependiendo de las condiciones particulares de los procesos de ADP, existe algún grado de flexibilidad para adaptar ese período, ya sea ampliándolo o reduciéndolo en uno o más meses.

**Base [MMUSD]**



**AQ Low Price Case [MMUSD]**



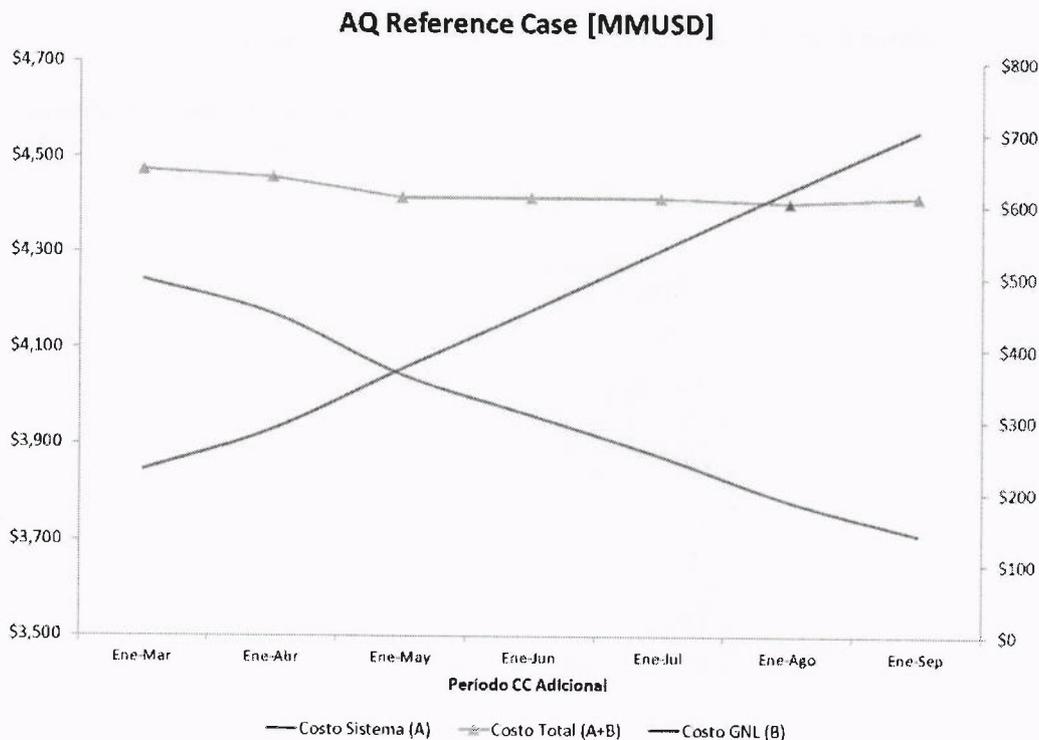


Figura 22: Estimación Función de Costo Conjunta para distintos escenarios de precios del GNL

## 6. EL RIESGO ASOCIADO AL VOLUMEN ADICIONAL DE GNL COMPROMETIDO

En base a los resultados presentados anteriormente, a continuación se realiza una estimación de la distribución de beneficios de contratar (ToP) un volumen de GNL para operar un CC, en el período enero-agosto de cada año y por los próximos 5 años. La comparación se realiza respecto del caso de operar sólo con el volumen que a la fecha ha declarado ENDESA. Esta estimación se ha realizado para los 3 escenarios de precios descritos en 5.4.

La siguiente figura muestra la distribución de costos/beneficios de la decisión de contratar el volumen de GNL en el Escenario Base correspondiente a un costo variable equivalente de 70 USD/MWh, por un monto total del orden de los 544 millones de USD (MMUSD). En este caso los beneficios de la decisión son positivos (44 MMUSD), sin embargo el riesgo de la decisión alcanza los 103 MMUSD (VaR@5%), en tanto que en el otro extremo de la distribución los ahorros para el sistema podrían alcanzar los 214 MMUSD (@95%).

**Curva Costo/Beneficio: [Sin GNL Adicional - CC Adicional Ene-Ago]**

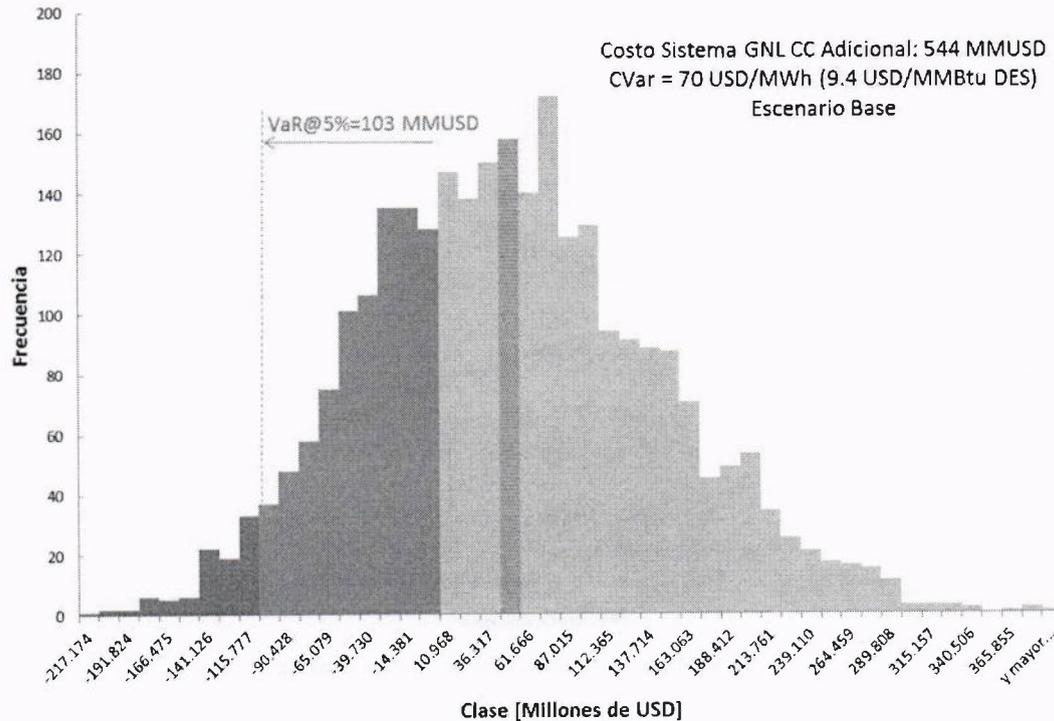


Figura 23: Curva Costo/Beneficio caso Sin GNL – Caso CC Adicional Ene-Ago (Base)

Por otro lado, al realizar el análisis para el caso AQ Low Prices, se obtiene un beneficio esperado del orden de los 103 MMUSD, para un costo del GNL de 485 MMUSD, y un riesgo de la decisión del orden de los 44 MMUSD (VaR@5%), mientras que el “upside” de la decisión puede alcanzar un ahorro para el sistema de 273 MMUSD (@95%).

**Curva Costo/Beneficio: [Sin GNL Adicional] - CC Adicional Ene-Ago**

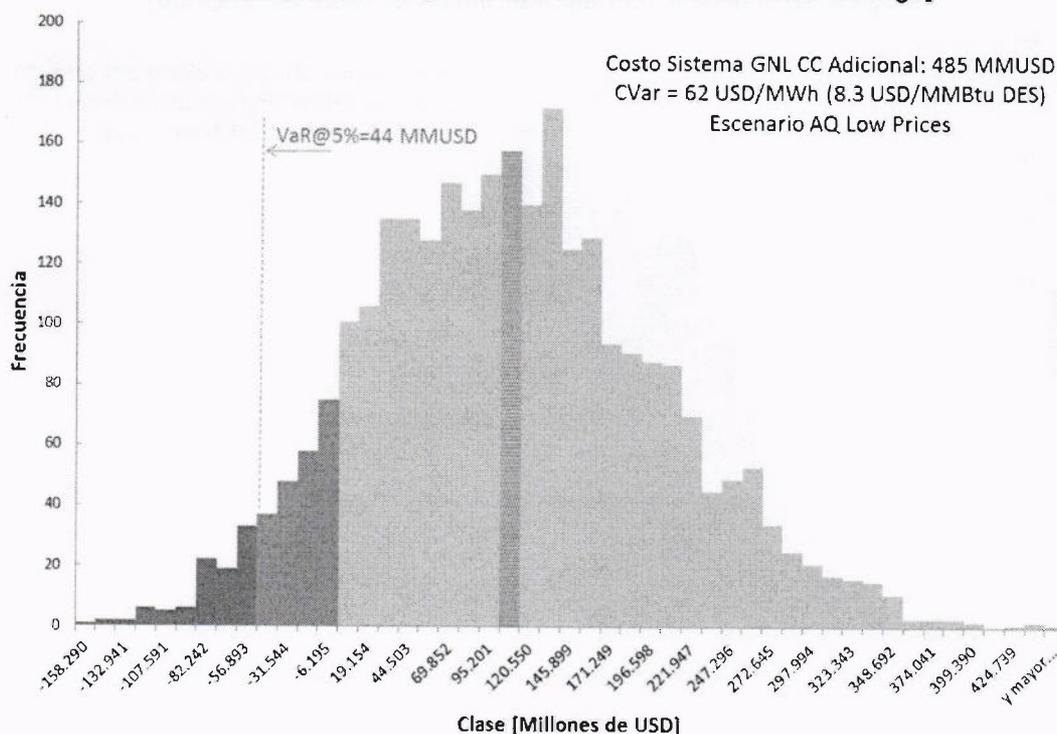


Figura 24: Curva Costo/Beneficio caso Sin GNL – Caso CC Adicional Ene-Ago (AQ Low Prices)

Finalmente, en el escenario AQ Reference Case los resultados son más pesimistas, el margen del “negocio” resulta negativo y alcanza una pérdida de 34 MMUSD, con un riesgo que puede alcanzar los 181 MMUSD (VaR@5%), para un costo del GNL de 622 MMUSD. Los potenciales ahorros para el sistema son del orden de los 136 MMUSD (@95%).

**Curva Costo/Beneficio: [Sin GNL Adicional - CC Adicional Ene-Ago]**

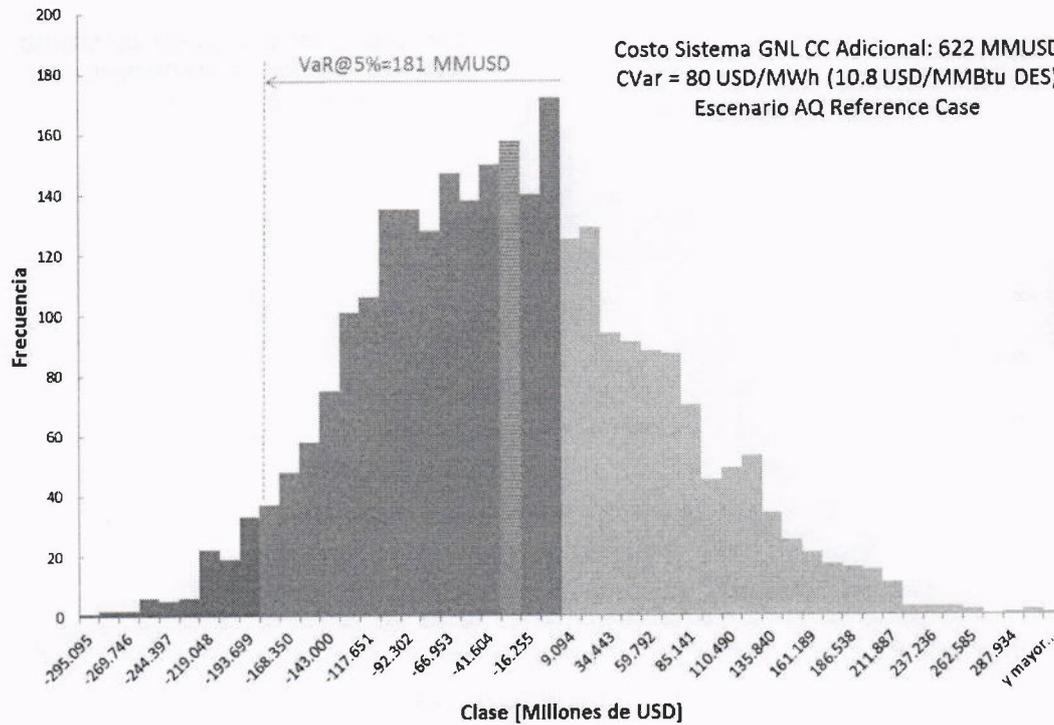


Figura 25: Curva Costo/Beneficio caso Sin GNL – Caso CC Adicional Ene-Ago (AQ Reference Case)

## 7. COMENTARIOS FINALES

Se presenta una metodología para definir, en términos esperados y en base a una planificación centralizada, cuál es la combinación “precio-volumen de GNL” que minimiza el valor esperado del costo total de operación y falla del SIC en un horizonte de tiempo definido.

Los resultados muestran la bondad de la propuesta y eventualmente podría servir de base para modelar las restricciones de suministro de combustible, de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 48 letra a) del DS291/2007 (Reglamento de los CDEC). Desde el punto de vista procedimental, y considerando las fuentes de incertidumbre del problema, se estima que este análisis debiera realizarse en forma coincidente con el proceso de ADP que GNL Chile resuelto entre septiembre y noviembre de cada año, teniendo a la vista los primeros pronósticos de deshielo y la fijación de precio de nudo de corto plazo de octubre.

La propuesta desarrollada se puede sintetizar en los siguientes términos:

1. Distribución de la FCO del Sistema. Se determinaron los puntos de la Función de Costo de Operación Esperado del Sistema (FCO) para distintos volúmenes de GNL adicionales a los de ENDESA. De esta forma la curva asociada a la FCO quedó definida para los siguientes 4 casos:
  - a. Sin GNL adicional, es decir únicamente el aporte de ENDESA.
  - b. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC.
  - c. El aporte de ENDESA más el GNL para 2 CC.
  - d. El aporte de ENDESA más el GNL para 3 CC.
2. Proyección de Precios para Estimación de la FCGNL. Los volúmenes de GNL adicionales se asumieron comprometidos con contratos de tipo “Take or Pay” y cuyos precios fueron estimados sobre la base de un estudio sobre la materia.
3. Estimación de la Función de Costo Conjunta. Se determinó que el caso b) minimiza el valor esperado del costo total de operación y falla del SIC en el horizonte de planificación.
4. El caso b) fue sensibilizado en términos trimestrales para cada año del horizonte de planificación y que en este caso comprendieron las siguientes aproximaciones:
  - a. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y marzo.
  - b. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y junio.
  - c. El aporte de ENDESA más el GNL para 1 CC entre enero y septiembre
5. Una última sensibilidad permitió determinar que, para las actuales condiciones del SIC y bajo los supuestos utilizados en la base de 5 años correspondiente a la fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo de abril de 2014, el volumen de GNL adicional al contratado por ENDESA para sus CC, que origina un ahorro de los costos de operación del SIC, equivale a la operación de una central de CC en los períodos comprendidos entre enero y agosto de cada año del horizonte de planificación.

## 8. ANEXO 1: DESCRIPCIÓN BASES DE SIMULACIÓN

A continuación se presenta una breve descripción de la base de datos de la corrida de 5 años correspondiente a la fijación de precios de nudo de corto plazo de abril de 2014 y que fue usada en el desarrollo de este estudio.

### 8.1 Plan de Obras

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia MW	Tecnología
Mes	Año			
<b>Abril</b>	2014	San Andrés	40	Hidro -Pasada
<b>Abril</b>	2014	San Andrés	50	Solar FV
<b>Abril</b>	2014	Llano de Llampos	93	Solar FV
<b>Mayo</b>	2014	Pulelfu	9	Hidro-Pasada
<b>Mayo</b>	2014	Ucuquer II Eólico	9	Eólica
<b>Mayo</b>	2014	Lautaro II	22	Biomasa
<b>Mayo</b>	2014	Central Hidroeléctrica Laja I	34.4	Hidro-Pasada
<b>Mayo</b>	2014	Parque Eólico El Arrayán	100	Eólica
<b>Mayo</b>	2014	Parque Eólico Los Cururos	110	Eólica
<b>Agosto</b>	2014	Diego de Almagro FV	36	Solar FV
<b>Octubre</b>	2014	Salvador FV	68	Solar FV
<b>Octubre</b>	2014	Picoiquén	19	Hidro -Pasada
<b>Octubre</b>	2014	Punta Palmeras	45	Eólica
<b>Octubre</b>	2014	Tal Tal Eólico	99	Eólica
<b>Noviembre</b>	2014	El Paso	60	Hidro -Pasada
<b>Diciembre</b>	2014	Los Hierros 02	6	Hidro -Pasada
<b>Diciembre</b>	2014	Lalackama	55	Solar FV
<b>Abril</b>	2015	Rio Colorado	15	Hidro -Pasada
<b>Mayo</b>	2015	Luz del Norte FV	141	Solar FV
<b>Julio</b>	2015	Itata	20	Hidro -Pasada
<b>Julio</b>	2015	Cordillera	50	GNL
<b>Octubre</b>	2015	Guacolda 05	152	Carbón
<b>Julio</b>	2017	Ñuble	136	Hidro -Pasada
<b>Diciembre</b>	2017	Las Lajas	267	Hidro -Pasada
<b>Junio</b>	2018	Alfalfal 02	264	Hidro -Pasada
<b>Enero</b>	2019	San Pedro	144	Hidro -Pasada

## 8.2 Previsión de Demanda SIC (GWh)

Años	Libres	Regulados	Total	Crecimiento
2014	19,631	31,342	50,973	5.6%
2015	20,755	32,789	53,543	5.0%
2016	21,916	34,157	56,074	4.7%
2017	23,116	35,437	58,553	4.4%
2018	24,336	36,726	61,062	4.3%
2019	25,613	38,024	63,638	4.2%

## 8.3 Cotas Iniciales al 1 de abril de 2014

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1310.0
Laguna del Maule	2156.2
Embalse Rapel	102.3
Laguna Invernada	1301.4
Lago Chapo	226.2
Embalse Colbún	422.4
Embalse Melado	644.2
Embalse Ralco	702.5
Embalse Pangue	508.9
Poza Polcura	734.6
Embalse Machicura	256.8

## 8.4 Precios de combustibles

### 8.4.1 Carbón

Año	Precio US\$/Ton
2014	94.19
2015	95.61
2016	96.90
2017	99.10
2018	100.78
2019	101.43

#### 8.4.2 Petróleo (WTI)

Año	Precio US\$/BBL
2014	94.02
2015	90.33
2016	88.64
2017	89.72
2018	90.89
2019	93.19

#### 8.4.3 GNL

Año	Precio US\$/MMBtu
2014	12.70
2015	12.48
2016	12.00
2017	11.80
2018	10.68
2019	10.51

## 9. ANEXO 2<sup>1</sup>: EVOLUCIÓN DEL MERCADO DEL GNL

El crecimiento del mercado del GNL, en la cuenca del Atlántico (Europa y Norte América), fue relativamente lento durante los años 80's y principios de los 90's, básicamente debido a que el abastecimiento de gas natural en forma local, a través del uso de redes de gasoductos, era suficiente para satisfacer la demanda. En contraste, en la cuenca del Pacífico los principales importadores de GNL, históricamente han dependido de este recurso (Japón, Corea del Sur y Taiwán), debido a la falta de recursos energéticos propios y gasoductos que faciliten su obtención.

La cadena del valor del GNL se puede representar en tres etapas, nominalmente:

1. Aguas Arriba: Exploración, producción y licuefacción.
2. Intermedia: Transporte (marítimo).
3. Aguas Abajo: Regasificación, almacenamiento y distribución.

En los últimos años la conversión de gas natural a GNL ha alcanzado niveles de comercialización globales. En una primera etapa (desde el año 1964), la tecnología de licuefacción del gas natural permitía su transporte en buques cisternas, pero el transporte resultaba muy caro y los mercados se mantuvieron en forma natural como regionales hasta comienzos de los años 90's. Durante esta primera etapa, la mayoría de la infraestructura mundial de los exportadores de GNL estaba en manos de empresas estatales y las empresas privadas o extranjeras se mantuvieron al margen de este negocio. Bajo estas condiciones, los contratos bilaterales de largo plazo con cláusulas de "take or pay" (el comprador queda obligado a pagar el producto aunque no lo consuma) y "destination" (el comprador tiene limitaciones para revender el producto) aseguraban el retorno de la inversión en infraestructura y el abastecimiento confiable a los compradores (importadores dependientes).

A partir de los 90's la inversión en infraestructura relativa a GNL creció rápidamente a medida que la demanda mundial por gas se incrementó, contribuyendo a sustanciales economías de escala a través de la cadena de valor descrita anteriormente; por otro lado nuevas tecnologías aplicadas a la construcción de buques cisternas también contribuyeron a cambios positivos en la cadena de valor. Hoy por hoy, grandes buques cisternas reducen considerablemente los costos promedio de transporte, fijando el punto de corte entre el uso de gasoductos y transporte de GNL en aproximadamente los 3000 km.

---

<sup>1</sup> Fuentes:

- Sophia Ruester, « Changing Contract Structures in the International Liquefied Natural Gas Market: A First Empirical Analysis », *Revue d'économie industrielle* 127 (3er trimestre 2009).
- Polina Zhuravleva, « The Nature of LNG Arbitrage: an Analysis of the Main Barriers to the Growth of the Global LNG Arbitrage Market », *Oxford Institute for Energy Studies*, 2009.

Los cambios en el andamiaje institucional demandan cambios fundamentales en el comportamiento organizacional de los participantes del mercado en este “segundo tiempo” del mercado del GNL. La mayor competencia, reflejada en el funcionamiento de un emergente mercado spot, la ganancia de flexibilidad en los contratos y el incremento en las transacciones internacionales han expuesto a los agentes a una gran presión. Fusiones globales y adquisiciones, integración y asociaciones estratégicas se han convertido en prácticas rutinarias y la industria está dominada por un pequeño número de poderosos actores. Las perspectivas indicarían el advenimiento de estrategias corporativas que apuntan a contratos de largo plazo crecientemente acompañados de acuerdos flexibles de corto plazo. Contratos de corto plazo y/o más flexibles permiten el arbitraje de precios con entregas de GNL destinadas a mercados de mayor valor.

En promedio la duración de los contratos incluyendo gasoductos y entregas de GNL se han acortado, mientras tradicionalmente los contratos se realizaban a 25 años plazo, los nuevos acuerdos típicamente se extienden por entre 8 y 15 años para contratos de suministro en Europa vía gasoductos y entre 15 y 20 años en Asia. Los importadores que exhiben una marcada estacionalidad en su consumo, como por ejemplo España y Corea del Sur, están suscribiendo crecientemente acuerdos de corto plazo en entregas por varios meses para calzar la variación estacional.

En resumen, los proyectos de GNL son altamente intensivos en capital y para proteger el retorno de la inversión, los desarrolladores de este tipo de proyectos tradicionalmente cubren toda su producción futura de GNL con acuerdos de venta y compra (SPA de su sigla en inglés: Sales and Purchase Agreement). Los SPA les permiten compartir el riesgo, donde los vendedores de GNL asumen el riesgo del precio y el riesgo asociado al volumen es transferido a los compradores.

Si bien es cierto, como se mencionó anteriormente, los contratos de largo plazo siguen siendo centrales en la industria de la comercialización del GNL, algunos cambios significativos en el mercado se han desarrollado en los últimos años, en particular la eliminación en algunos nuevos contratos de las cláusulas de “destination” que eran estándar en los contratos suscritos antes de 2006 y el incremento en el número de embarques no comprometidos de GNL. El transporte marítimo del GNL es una parte importante de las transacciones y sólo hasta hace algunos años atrás existía un número muy limitado de embarques que no estuvieran comprometidos con un SPA particular con una ruta de entrega bien definida.

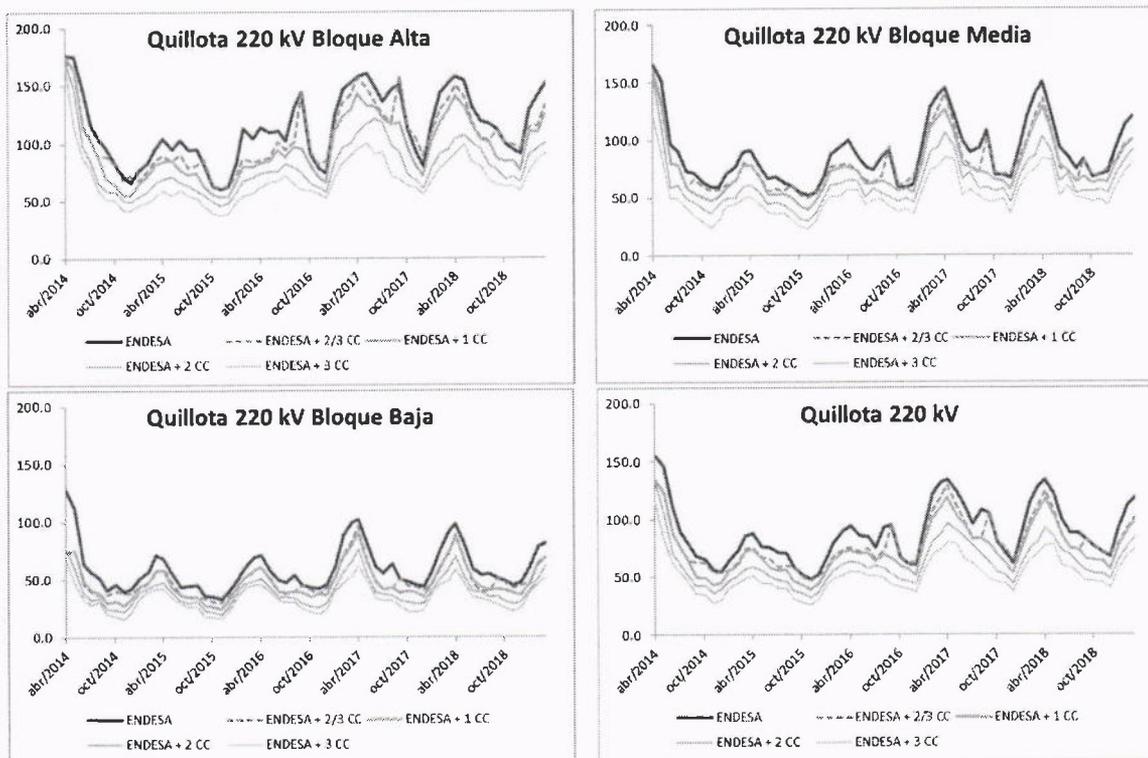


**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

En los últimos 10 años, se ha convertido en una práctica aceptada en la industria incluso para entregas contractuales comprometidas con un destino predefinido, el desvío de estas entregas a otros mercados con el acuerdo mutuo de ambas partes, comprador y vendedor. El incentivo financiero para beneficiarse de ineficiencias del mercado y desbalances regionales de abastecimiento-demanda ha motivado a los actores en el mercado a permitir el desvío ad-hoc de embarques, compartiendo las ganancias resultantes del arbitraje entre las respectivas partes. Por ejemplo, el año 2007 el proyecto Equatorial Guinea GNL vendió su producción completa de GNL en base FOB a British Gas (BG) por 15 años, sin incorporar una cláusula del tipo "destination" en el contrato. Lo anterior permite que el comprador (BG) pueda desviar los cargamentos y actuar en los hechos como un comercializador, optimizando y capitalizando sus entregas. Otras fuentes de cargamentos flexibles son Qatar, Trinidad y Tobago, Argelia y Egipto.

### 10. ANEXO 3: COSTOS MARGINALES



Caso ENDESA

Año	Mes	Bloque Alta						Bloque Medio						Bloque Baja					
		Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%
1	4	176.2	15.7	164.7	236.5	165.6	223.2	165.7	15.1	92.7	228.3	135.4	205.1	117.1	30.9	35.3	156.7	61.0	156.7
	5	175.7	38.9	56.2	255.1	115.2	265.1	154.5	39.0	41.5	224.0	74.0	230.6	112.2	59.6	0.0	159.1	14.7	158.3
	6	145.5	70.3	68.0	271.2	69.0	266.7	96.7	51.2	40.5	439.2	40.8	210.8	85.8	30.2	0.0	156.7	0.0	156.8
	7	177.5	60.6	58.4	258.6	68.4	255.5	90.7	51.8	41.8	233.2	41.8	198.3	50.8	24.5	0.0	158.8	11.0	157.4
	8	104.2	48.2	68.6	261.5	68.6	227.8	73.4	35.8	41.7	166.8	41.8	163.5	51.7	14.9	25.0	75.6	25.9	75.6
	9	95.1	39.5	42.5	240.4	42.2	189.7	72.0	41.5	39.8	167.0	39.8	181.7	40.9	20.4	0.0	95.1	0.0	95.8
	10	81.7	56.1	42.7	253.4	42.9	265.1	64.0	42.4	38.8	227.8	38.8	136.1	46.0	37.3	0.0	159.1	0.0	156.0
	11	71.8	45.0	41.9	258.3	41.9	201.1	59.5	37.6	37.7	191.1	38.4	174.3	35.7	31.8	0.0	158.9	0.0	128.6
	12	66.4	36.8	42.1	170.2	42.4	164.7	59.6	34.1	39.5	165.8	42.1	162.0	42.6	23.5	0.0	154.3	0.0	128.1
	1	76.0	32.6	46.0	168.9	47.5	184.0	71.1	32.8	41.7	159.4	42.2	158.4	50.9	10.6	38.8	76.8	29.5	76.8
	2	85.2	28.0	52.1	165.5	55.0	161.8	76.9	25.1	47.3	155.7	49.6	150.3	56.9	10.9	41.0	76.8	42.3	76.8
	3	35.6	26.6	69.7	185.9	71.5	173.2	80.0	25.8	69.2	159.4	69.5	159.4	71.2	10.7	34.8	118.5	56.6	104.8
	Total	107.6	38.7	41.9	271.3	-	-	89.3	34.8	37.7	229.2	-	-	63.3	28.1	0.0	159.1	-	-
2	4	104.2	38.9	69.5	243.9	77.5	211.8	91.1	34.0	44.1	211.4	60.8	177.5	68.7	17.7	40.8	157.0	45.4	128.2
	5	94.9	50.1	44.1	237.0	58.7	247.7	77.8	25.5	41.4	187.8	43.6	171.8	54.3	21.0	0.0	156.7	12.0	107.0
	6	102.9	51.0	51.7	257.0	62.5	239.4	66.9	52.2	41.6	164.0	42.0	159.2	44.1	18.3	0.0	76.4	0.0	70.4
	7	84.5	44.9	46.5	246.2	57.7	200.9	68.1	37.3	42.5	162.5	42.6	158.7	44.3	18.0	0.0	75.4	0.0	71.7
	8	54.8	41.7	69.1	244.4	69.2	189.1	65.0	24.9	42.9	157.0	42.9	149.6	45.4	18.0	0.0	76.4	2.4	71.7
	9	81.5	35.8	43.5	164.8	43.9	159.5	60.5	27.6	42.0	157.0	42.0	149.5	35.9	15.0	0.0	69.3	0.0	88.0
	10	63.1	34.4	43.1	180.5	45.1	169.8	54.4	30.9	35.2	155.7	38.2	156.7	55.2	18.9	0.0	76.4	0.0	71.7
	11	60.4	32.7	42.1	164.1	42.1	159.4	52.2	28.1	55.2	155.7	36.7	153.3	33.3	18.5	0.0	69.3	0.0	59.3
	12	62.4	33.4	45.1	163.8	45.2	158.9	54.9	28.2	41.3	157.0	41.3	156.8	39.3	15.1	0.0	75.4	4.3	74.0
	1	82.1	35.8	49.5	170.0	50.8	169.4	89.9	30.8	44.1	165.8	44.5	156.3	49.8	10.4	40.7	78.6	40.7	73.6
	2	112.9	37.1	75.6	176.2	73.6	168.1	88.1	29.5	51.9	168.9	56.6	182.1	58.6	16.1	34.4	120.3	44.2	105.5
	3	104.7	25.9	73.6	185.8	75.6	172.3	94.6	28.5	66.8	161.7	68.8	156.8	58.9	14.0	47.6	120.1	48.6	106.7
	Total	88.3	38.1	43.1	237.0	-	-	70.1	34.7	35.2	211.4	-	-	48.3	12.3	0.0	157.0	-	-
3	4	113.5	55.1	50.6	246.2	78.6	215.5	99.9	37.5	44.7	215.5	59.4	194.5	71.0	21.1	37.1	154.7	43.5	138.7
	5	109.5	55.6	47.5	255.5	60.8	249.3	86.1	43.1	43.0	187.8	44.8	211.3	57.8	19.4	0.0	155.9	19.8	122.9
	6	110.6	55.6	66.8	254.9	66.8	247.9	77.3	43.5	45.1	222.9	45.8	177.0	49.5	22.1	0.0	153.8	0.0	97.9
	7	102.2	57.3	57.2	235.6	65.5	245.2	74.5	24.8	42.5	228.1	43.5	181.8	47.3	18.0	0.0	64.4	2.4	77.2
	8	130.3	41.2	66.8	253.9	71.3	220.5	84.9	40.7	44.8	185.5	46.4	167.5	53.8	14.3	27.1	85.7	28.3	80.9
	9	145.9	30.0	56.8	245.8	72.3	214.2	91.6	41.1	44.2	262.2	45.5	156.8	45.4	8.4	27.0	73.6	32.5	69.0
	10	90.5	65.4	66.7	247.1	66.7	204.0	59.9	33.2	41.8	162.2	42.0	159.4	43.5	20.8	8.0	149.8	9.5	101.7
	11	78.5	48.8	26.8	242.8	47.1	226.0	59.5	34.6	42.0	185.1	42.0	164.7	42.0	21.9	0.1	152.8	5.5	102.1
	12	74.3	43.5	47.3	221.8	47.3	198.1	62.0	25.7	42.1	162.2	42.1	160.7	46.0	23.5	7.8	155.0	0.9	122.2
	1	124.8	29.5	84.5	244.4	84.5	226.1	93.8	41.1	45.8	184.7	46.7	170.3	61.5	23.8	61.6	157.7	42.2	118.7
	2	147.0	22.0	93.2	242.6	93.2	225.5	128.2	33.8	78.9	253.0	82.7	212.7	88.9	30.9	45.8	155.9	17.7	155.7
	3	152.8	18.0	100.1	244.3	118.6	221.4	139.1	24.5	91.5	187.5	94.4	175.3	89.7	23.3	54.5	155.9	62.1	155.7
	Total	114.8	26.0	46.8	255.6	-	-	88.0	25.3	41.9	237.6	-	-	58.8	18.7	0.0	155.9	-	-
4	4	157.7	29.8	84.6	239.7	118.4	248.3	145.0	39.5	45.2	257.9	77.5	240.2	102.5	27.1	59.6	165.4	48.3	155.5
	5	160.9	51.7	84.6	265.0	90.4	260.8	121.4	52.8	44.1	245.2	59.2	244.2	60.9	29.6	0.0	155.7	21.7	155.7
	6	148.4	49.0	95.3	259.6	93.3	257.2	96.6	43.1	44.4	243.6	48.5	200.2	50.8	27.0	0.0	155.7	5.5	114.1
	7	136.1	57.0	88.6	265.0	81.7	254.6	89.2	47.0	44.1	233.8	44.4	207.1	55.4	27.5	0.0	155.7	7.9	114.4
	8	147.0	40.5	95.5	259.5	93.2	251.8	92.6	59.1	44.9	188.7	45.0	169.8	65.1	28.6	27.2	135.9	28.2	120.4
	9	150.8	26.2	93.3	245.1	95.3	218.4	107.9	39.7	45.0	187.0	45.5	168.9	50.5	15.7	25.5	95.8	19.5	87.3
	10	112.5	44.2	84.5	246.2	84.6	243.6	70.0	59.5	42.9	189.9	43.9	181.3	46.0	26.7	15.5	155.7	21.3	132.0
	11	93.0	49.4	48.5	243.9	48.5	235.1	69.6	46.4	42.9	218.9	42.9	206.1	45.1	27.7	19.8	155.8	20.3	125.2
	12	80.0	47.8	45.0	228.6	45.1	210.9	67.2	40.8	41.8	184.9	42.0	171.5	44.0	27.9	0.0	155.4	0.0	125.9
	1	127.5	44.8	75.3	235.1	75.5	223.8	92.1	46.4	44.8	209.5	44.9	187.8	37.7	21.1	38.3	157.7	38.8	122.2
	2	145.5	33.1	77.0	244.3	82.2	219.0	121.1	46.8	71.4	195.2	75.1	191.7	76.4	50.9	45.8	157.7	44.4	157.7
	3	151.8	25.3	84.9	244.3	99.0	228.2	140.1	50.4	77.4	193.3	80.2	190.7	91.7	27.2	45.4	157.9	46.2	137.7
	Total	133.8	26.4	45.0	255.0	-	-	101.3	26.5	41.6	237.9	-	-	64.7	19.1	0.0	165.4	-	-
5	4	157.9	28.1	75.4	261.0	100.2	230.4	149.8	39.8	41.8	243.8	67.8	232.1	97.7	34.0	37.7	169.9	42.5	161.9
	5	154.0	64.5	34.8	262.1	51.4	260.4	122.5	57.7	40.2	244.4	44.4	241.2	79.9	35.8	7.7	157.7	18.4	157.7
	6	130.3	58.4	55.2	261.0	65.2	249.9	94.4	50.5	36.9	220.5	40.6	184.6	59.2	27.3	7.5	157.7	8.9	116.6
	7	118.7	65.9	61.3	262.2	61.8	248.5	85.9	55.4	42.4	230.2	42.7	204.4	54.5	26.6	11.6	157.7	12.7	109.1
	8	110.5	52.0	76.8	248.8	75.9	240.2	75.1	41.0	45.6	190.0	44.3	171.6	54.4	19.2	17.5	126.3	20.8	97.5
	9	112.6	47.8	45.9	240.5	49.4	225.5	82.9	46.5	44.5	194.6	42.7	176.9	30.9	14.9	21.4	112.5	32.0	92.4
	10	99.5	50.8	48.9	242.6	52.4	238.3	67.6	49.3	41.5	214.0	41.6	194.0	46.4	28.9	14.6	157.7	15.5	140.6</

Caso INDESA + 2/3 CC

Año	Mes	Bloque Alta					Bloque Medio					Bloque Baja							
		Promedio	Desv.Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv.Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv.Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%
1	4	172.3	13.8	158.6	236.5	162.9	213.8	160.4	22.0	70.3	232.4	114.3	209.7	74.0	5.4	41.7	77.4	60.2	76.9
	5	163.9	29.4	41.8	265.1	83.7	269.1	150.9	53.0	38.8	230.8	48.5	228.9	74.3	27.6	0.0	159.1	12.8	141.0
	6	118.6	75.7	41.6	170.0	42.0	266.1	80.0	50.2	38.1	234.8	38.4	159.4	45.6	23.0	0.0	76.4	0.0	73.9
	7	103.7	71.1	41.8	288.6	42.7	259.9	77.7	54.8	36.5	234.6	40.2	197.9	39.8	21.0	0.0	75.5	0.0	70.8
	8	88.1	53.0	41.6	165.0	43.6	232.7	60.2	28.9	39.9	166.9	40.2	163.6	36.3	18.0	0.0	68.6	0.0	64.6
	9	88.7	38.9	42.3	245.1	42.5	189.8	66.6	37.7	36.9	167.0	59.5	161.7	37.3	19.4	0.0	95.3	0.0	79.8
	10	81.3	58.1	42.4	265.9	42.5	165.0	59.9	41.2	38.8	224.7	38.8	194.8	39.6	37.2	0.0	159.1	0.0	159.0
	11	67.9	43.8	41.9	139.6	42.0	201.3	56.2	36.9	38.3	191.1	39.6	172.7	38.0	30.2	0.0	158.9	0.0	127.7
	12	72.1	33.7	42.3	166.3	42.5	154.9	57.3	33.5	38.7	165.4	38.8	262.5	38.3	22.1	0.0	131.6	0.0	95.6
	1	68.0	33.8	41.9	192.2	42.2	171.8	61.4	29.5	39.0	164.1	39.6	160.1	43.1	5.5	31.8	76.9	31.9	72.1
	2	76.3	50.3	42.1	189.0	43.5	170.8	64.8	26.8	40.8	158.5	41.6	148.7	46.8	9.8	38.9	76.8	39.8	75.0
	3	86.1	30.6	61.2	210.3	63.2	189.3	80.1	23.7	47.3	168.3	51.1	161.3	56.9	10.5	41.6	75.9	41.9	74.3
	Total	98.8	56.4	41.6	270.0	-	-	79.6	32.6	38.1	234.8	-	-	47.5	13.7	0.0	159.1	-	-
2	4	89.3	31.6	46.2	245.5	62.0	190.2	78.6	32.8	41.4	227.2	50.3	184.6	59.0	17.3	26.4	157.0	37.7	105.4
	5	84.8	50.8	42.9	157.0	45.6	247.2	69.7	39.7	32.0	187.6	36.8	172.2	45.9	15.4	0.0	76.3	5.8	71.8
	6	90.7	55.6	42.9	157.1	45.2	239.6	55.9	26.4	31.6	164.3	55.5	147.4	26.4	16.6	0.0	69.3	0.0	58.0
	7	78.5	47.4	42.9	246.2	45.1	190.9	57.7	51.7	31.8	162.4	34.9	159.1	35.9	17.7	0.0	69.3	0.0	55.9
	8	80.7	45.9	45.4	244.4	43.6	215.8	55.5	23.1	35.1	157.0	36.0	150.2	34.4	17.7	0.0	69.3	0.0	62.0
	9	86.3	34.9	43.5	231.9	43.9	203.8	61.5	28.8	37.2	166.5	40.0	160.2	33.5	15.7	0.0	69.3	0.0	62.9
	10	63.7	41.0	43.1	276.8	43.1	205.7	52.5	57.9	26.7	166.0	27.4	161.9	30.8	21.6	0.0	75.4	0.0	71.7
	11	81.2	58.7	45.3	205.7	42.1	178.0	29.9	27.0	27.8	157.0	28.2	143.2	29.6	18.4	0.0	69.3	0.0	68.5
	12	62.8	31.8	44.1	188.9	44.1	171.2	55.0	29.0	35.0	166.3	35.7	161.8	55.9	17.3	0.0	76.4	0.0	72.0
	1	71.5	54.7	44.5	102.7	45.4	179.7	60.1	26.6	41.9	161.6	42.6	156.6	42.1	10.4	16.6	66.8	18.3	66.8
	2	86.8	32.5	66.8	216.5	66.8	192.0	73.8	37.3	43.1	211.1	44.8	183.9	50.0	8.9	40.0	73.7	42.0	69.2
	3	83.9	30.5	65.6	209.9	66.4	192.3	77.8	24.1	58.7	156.2	58.6	154.8	57.8	9.7	44.0	73.7	41.1	75.7
	Total	78.4	10.8	42.9	257.1	-	-	62.6	10.4	26.7	227.2	-	-	40.9	10.3	0.0	157.0	-	-
3	4	85.6	31.1	45.8	247.4	54.4	186.4	79.5	23.9	41.9	184.1	54.4	166.7	60.9	10.7	22.5	78.7	37.1	75.7
	5	87.6	51.9	43.5	264.4	51.2	248.8	71.7	40.9	29.6	215.9	39.4	190.8	51.2	15.0	0.0	73.7	8.8	71.5
	6	200.9	59.8	44.5	255.8	46.8	248.8	64.8	38.7	33.9	213.9	36.9	174.7	37.7	18.4	0.0	73.7	0.0	68.1
	7	94.4	64.8	43.9	255.8	44.9	244.6	68.2	40.8	36.2	228.1	40.2	184.7	37.3	18.5	0.0	66.8	0.0	65.9
	8	100.9	52.7	57.0	254.4	81.5	240.4	68.6	34.9	43.1	182.3	43.3	166.1	39.9	18.9	0.0	73.5	0.0	59.1
	9	146.1	33.1	66.8	247.8	71.3	223.1	94.1	45.5	44.2	229.4	44.5	186.5	44.7	11.3	24.4	75.6	25.9	70.4
	10	92.8	50.8	65.7	249.7	56.7	246.4	61.0	40.8	42.1	230.5	42.1	194.3	40.2	24.0	7.8	234.1	7.8	204.8
	11	81.4	50.2	46.7	248.8	47.0	231.9	63.2	46.0	40.0	243.8	42.0	209.6	35.6	24.3	7.1	153.8	7.1	200.3
	12	64.5	45.7	45.2	246.2	53.1	214.6	68.5	48.1	42.1	247.8	21.1	216.5	43.9	22.6	7.2	153.8	9.4	101.7
	1	113.7	44.0	55.3	246.1	63.0	238.3	81.9	41.3	44.4	214.5	44.4	180.6	50.7	16.3	18.3	93.5	26.6	87.6
	2	135.1	35.7	84.6	252.6	34.6	233.1	111.9	38.8	45.3	244.2	56.0	215.2	71.2	23.5	42.7	155.0	45.9	127.4
	3	142.5	31.8	93.0	252.3	92.3	240.2	126.6	30.4	80.5	226.8	83.2	182.0	82.2	21.1	45.4	135.9	46.6	122.1
	Total	105.6	23.5	48.5	255.8	-	-	79.8	21.0	29.6	246.2	-	-	49.8	14.3	0.0	155.8	-	-
4	4	156.7	31.2	84.6	264.4	113.7	249.3	139.8	36.1	44.4	257.9	73.6	280.1	95.9	23.0	36.6	165.4	45.3	157.6
	5	149.0	59.3	49.9	265.0	73.0	260.3	113.8	58.2	42.6	346.2	44.5	244.3	65.3	23.0	0.0	115.7	11.1	200.9
	6	194.3	57.9	84.6	265.0	85.6	254.9	102.7	45.7	42.8	242.6	43.0	199.8	47.1	24.3	0.0	100.9	0.0	90.0
	7	124.0	62.1	84.6	263.0	84.6	253.1	77.9	50.8	42.7	243.8	43.0	207.1	41.3	24.2	0.0	98.8	0.0	87.6
	8	118.2	50.1	84.5	259.5	84.5	254.2	70.1	35.0	42.7	188.7	45.2	169.6	42.8	21.8	0.0	84.8	0.0	84.5
	9	158.5	32.4	92.2	263.0	93.9	252.8	102.8	49.8	45.0	243.8	45.3	211.0	50.6	15.9	23.3	99.3	27.1	89.2
	10	113.0	46.3	84.6	259.5	84.6	250.3	71.6	46.8	43.1	256.2	45.9	216.2	44.4	27.8	9.2	133.1	11.6	119.2
	11	104.6	46.2	48.5	246.2	54.3	244.1	70.3	50.4	42.9	242.5	42.9	221.8	43.1	27.0	8.3	131.3	11.2	115.5
	12	89.4	59.7	48.5	243.9	48.5	229.6	71.8	50.0	42.1	232.7	42.3	217.1	40.2	25.1	0.0	122.0	0.0	102.9
	1	107.3	51.0	46.2	245.8	46.3	229.7	80.9	42.5	42.7	194.6	43.6	176.9	45.7	13.2	13.8	85.1	20.0	79.7
	2	139.3	40.3	77.0	264.1	77.0	227.7	102.1	48.0	44.7	201.0	44.7	196.6	60.4	28.2	40.0	117.3	42.4	96.9
	3	137.6	35.5	77.0	237.5	82.3	224.0	121.3	37.8	64.6	188.4	67.7	182.3	71.7	19.1	44.5	118.6	45.5	104.9
	Total	124.8	21.6	44.9	265.0	-	-	92.1	23.4	42.3	257.9	-	-	54.1	16.8	0.0	165.4	-	-
5	4	150.5	35.7	75.5	261.0	90.3	240.3	136.0	41.6	41.0	243.8	57.7	220.8	88.6	31.8	37.5	169.8	42.4	181.9
	5	139.1	68.7	42.2	262.1	43.9	260.3	108.6	59.9	37.5	244.4	40.0	241.1	63.9	20.3	0.0	106.5	14.7	82.2
	6	116.1	63.1	44.6	261.0	45.2	249.9	75.0	46.8	37.3	230.3	37.8	184.5	45.8	22.0	0.0	105.6	2.5	89.2
	7	105.0	71.3	44.8	262.1	45.7	247.6	73.2	54.7	38.0	230.1	38.4	206.4	39.7	21.0	4.1	85.1	5.8	79.7
	8	102.0	56.1	49.1	246.8	52.5	241.1	63.4	39.7	41.3	190.0	41.4	171.6	40.1	26.7	8.0	77.0	12.8	75.1
	9	112.5	46.7	46.6	251.1	48.9	237.5	85.2	52.4	44.5	218.0	44.7	206.6	51.5	20.1	20.1	157.6	31.5	107.4
	10	100.6	55.7	48.9	251.2	52.6	246.3	69.0	47.8	41.5	220.3	41.7	213.6	46.7	30.9	14.3	157.9	15.2	143.6
	11	98.1	51.3	50.2	245.7														

Caso ENDESA + J CC

Año	Mes	Biosura Alta						Biosura Media						Biosura Baja					
		Promedio	Desv Est.	Min.	Max.	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est.	Min.	Max.	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est.	Min.	Max.	Prom@5%	Prom@95%
1	4	176.1	19.0	180.0	236.5	161.4	232.9	162.0	23.7	73.2	236.3	115.5	200.8	75.1	6.9	41.7	98.1	50.2	90.2
	5	165.0	48.4	41.6	255.1	89.6	265.0	151.8	51.8	35.1	220.8	50.1	228.9	75.4	27.7	0.0	159.1	9.9	140.0
	6	113.6	75.4	31.5	270.0	42.0	266.1	81.0	49.6	38.1	234.8	38.4	199.4	48.6	24.3	0.0	76.4	0.0	73.9
	7	103.2	71.2	41.8	258.6	42.5	259.6	77.9	54.9	39.5	234.6	40.2	197.3	41.0	21.7	0.0	75.5	0.0	70.8
	8	86.5	53.3	42.6	232.4	42.8	255.8	58.6	28.6	40.8	165.9	40.6	163.6	37.6	17.7	0.0	68.7	0.0	55.2
	9	69.7	35.9	41.0	241.1	41.0	189.5	54.4	26.3	31.7	167.0	35.0	134.4	28.5	15.9	0.0	69.7	0.0	95.8
	10	64.0	52.2	41.0	162.0	41.0	155.0	50.8	16.6	8.5	189.5	16.4	173.9	51.0	27.6	0.0	129.2	0.0	95.8
	11	55.1	39.5	39.5	236.8	39.5	192.8	47.8	37.2	0.0	168.9	7.9	171.9	27.9	41.2	0.0	76.5	0.0	74.1
	12	55.0	32.5	40.5	170.2	40.6	165.2	50.3	29.3	32.1	169.7	35.8	168.4	35.5	17.4	0.0	70.8	0.0	70.4
	1	65.1	30.8	41.6	192.2	42.3	175.0	59.7	27.5	40.2	164.5	40.1	159.3	44.3	9.6	32.0	76.8	24.6	74.5
	2	72.0	26.0	44.0	198.7	44.4	164.0	84.8	22.7	42.7	151.8	45.5	147.4	47.6	9.1	39.3	76.8	39.9	74.8
	3	81.4	23.9	59.7	192.1	69.7	169.3	78.5	21.6	50.6	260.9	58.1	155.5	58.0	10.2	42.3	76.9	42.3	76.5
	Total	92.3	46.2	38.5	270.0	-	-	76.4	35.4	0.0	236.3	-	-	45.8	16.4	0.0	159.1	-	-
2	4	84.7	32.3	49.5	245.5	65.9	191.0	78.2	32.0	42.9	233.4	84.8	184.9	92.0	18.0	15.2	157.0	34.1	132.4
	5	85.5	51.4	42.9	257.0	44.2	241.9	69.5	39.6	25.1	187.8	36.0	172.2	42.1	16.8	0.0	76.5	0.0	71.8
	6	75.9	49.7	42.9	257.1	43.2	239.6	52.6	24.1	30.9	164.1	34.1	122.5	35.9	15.9	0.0	69.2	0.0	55.0
	7	73.2	46.0	42.9	246.2	43.0	199.7	53.1	24.5	35.3	161.5	37.0	137.0	34.9	17.8	0.0	69.3	0.0	58.5
	8	74.4	30.8	33.4	244.4	43.5	168.0	53.7	23.2	35.1	157.0	36.0	130.1	34.6	18.8	0.0	69.0	0.0	53.4
	9	63.1	25.5	42.5	164.4	42.3	142.7	50.6	20.2	28.2	157.0	31.8	103.4	27.5	15.1	0.0	48.8	0.0	47.2
	10	55.4	59.0	41.2	182.1	41.4	169.8	42.4	20.5	7.1	122.1	14.3	136.8	25.9	19.9	0.0	69.3	0.0	60.4
	11	55.3	39.3	41.4	162.8	41.4	157.1	39.6	13.5	15.9	78.0	19.2	77.0	22.6	18.3	0.0	48.2	0.0	47.6
	12	54.4	29.7	41.6	152.4	41.6	153.3	47.6	17.4	28.3	157.0	27.0	151.8	32.8	15.9	0.0	69.5	0.0	63.9
	1	65.7	28.9	44.1	184.3	45.2	166.8	58.5	24.2	42.8	161.6	42.8	145.8	42.2	8.6	24.1	68.8	24.3	68.2
	2	79.8	25.1	66.8	169.8	56.8	167.0	72.7	24.0	45.1	182.5	45.9	156.7	50.8	9.1	40.3	73.7	42.1	59.1
	3	79.4	24.6	66.0	194.2	65.5	170.2	76.2	22.3	58.1	260.9	60.5	156.4	57.5	10.5	43.9	75.2	44.1	74.1
	Total	70.6	31.7	41.4	237.1	-	-	57.9	13.2	7.1	233.6	-	-	39.0	11.7	0.0	157.0	-	-
3	4	83.1	43.9	47.3	248.8	63.1	162.3	76.5	26.4	42.9	232.0	56.8	192.6	50.6	16.7	25.3	154.1	38.0	100.5
	5	84.5	44.2	43.5	255.3	48.0	220.9	75.9	43.9	33.8	237.6	89.7	201.9	50.2	15.0	0.0	79.7	9.1	71.5
	6	84.8	58.6	44.5	254.7	48.3	248.4	62.3	37.8	53.0	222.8	58.8	177.0	40.0	17.7	0.0	79.7	0.0	86.5
	7	87.9	60.3	44.0	255.6	44.9	244.6	62.2	40.3	39.8	228.1	41.1	194.8	58.4	19.7	0.0	65.3	0.0	66.5
	8	65.7	50.2	54.1	255.3	62.5	243.3	64.3	31.3	43.4	162.3	45.4	166.1	39.9	18.0	0.0	66.8	0.0	50.0
	9	66.6	41.5	50.2	243.8	52.2	214.4	61.4	29.3	42.9	162.2	43.0	156.8	38.2	10.4	0.0	65.5	7.9	54.2
	10	80.4	46.6	48.0	242.6	48.6	233.4	59.7	35.4	36.8	182.4	36.9	166.1	34.8	15.1	0.0	74.2	0.0	73.9
	11	71.1	47.5	46.5	240.0	46.5	220.2	59.1	38.2	40.1	211.8	41.8	180.2	38.0	24.0	0.0	145.1	2.4	128.3
	12	55.5	42.8	43.5	224.2	45.4	200.8	54.6	21.6	25.9	182.5	56.0	158.7	36.2	17.3	0.0	79.7	0.0	72.7
	1	109.5	41.4	55.9	244.4	41.4	226.2	78.2	59.4	44.4	227.4	44.9	163.8	61.2	15.3	50.7	64.4	34.8	83.5
	2	122.6	35.2	84.5	245.5	84.6	226.4	110.2	36.4	48.9	231.9	51.2	206.4	69.3	24.5	43.8	153.3	44.6	121.9
	3	129.6	30.1	92.3	248.8	93.1	222.9	119.0	29.9	84.6	211.5	85.8	181.0	79.0	22.2	47.0	155.9	47.8	112.4
	Total	83.4	19.3	43.3	255.6	-	-	73.0	21.0	33.5	237.6	-	-	48.0	14.5	0.0	155.8	-	-
4	4	144.3	32.8	84.6	262.6	104.6	244.2	126.1	19.5	45.0	257.5	75.2	234.4	90.6	22.4	56.0	165.4	44.9	146.0
	5	132.8	59.9	45.8	265.0	73.0	260.3	107.7	61.0	42.6	248.2	44.2	245.0	65.4	21.8	0.0	115.7	11.4	120.9
	6	131.7	55.6	84.6	255.0	85.6	259.4	78.3	43.9	33.8	243.9	43.2	190.2	47.6	24.9	0.0	115.7	0.0	95.0
	7	121.7	61.4	84.6	259.0	84.6	254.7	76.2	51.5	42.6	243.8	43.0	229.1	41.3	25.5	0.0	88.5	0.0	97.6
	8	116.9	48.6	84.5	259.5	84.5	254.2	72.1	46.7	43.7	188.7	43.2	169.4	42.5	22.0	0.0	82.8	0.0	85.6
	9	117.5	34.9	84.6	245.1	84.6	218.4	71.1	34.5	43.7	187.0	43.9	168.9	38.7	15.5	0.0	84.6	12.7	67.9
	10	95.4	49.2	47.1	246.2	48.1	244.8	65.2	41.1	42.7	125.1	42.7	162.0	39.7	25.7	0.0	116.5	7.6	108.8
	11	80.9	51.8	47.2	243.9	47.3	234.6	64.1	44.8	42.7	229.2	42.7	209.4	38.4	28.7	8.2	153.8	11.4	114.2
	12	71.3	47.1	44.1	235.4	44.2	212.8	57.5	38.0	45.9	184.9	26.5	171.4	34.7	22.1	0.0	93.5	0.0	93.5
	1	101.2	49.5	45.1	236.5	45.2	223.0	76.9	40.6	43.6	210.0	44.0	182.0	46.7	11.8	17.2	85.1	24.4	85.0
	2	118.3	59.6	58.4	245.8	70.8	220.7	98.5	18.5	44.7	210.5	46.0	198.8	52.3	22.2	40.0	157.9	43.5	116.7
	3	117.6	35.9	77.0	248.2	80.1	217.9	115.4	35.9	75.2	200.1	75.7	151.3	72.1	20.8	44.6	151.0	44.2	118.9
	Total	118.2	21.8	44.2	265.0	-	-	84.3	22.3	25.9	257.9	-	-	51.2	17.8	0.0	163.4	-	-
5	4	141.1	89.7	70.9	262.8	84.8	237.9	128.9	45.1	45.6	245.8	65.8	223.9	87.0	29.6	29.0	169.9	58.5	161.9
	5	130.8	69.8	71.2	261.1	45.3	260.5	105.6	61.0	37.5	244.4	40.0	229.3	64.5	10.9	0.0	106.5	12.8	92.2
	6	114.9	62.1	44.9	260.0	45.8	249.5	77.5	47.4	37.5	220.5	37.8	184.3	48.7	22.3	0.0	105.6	1.5	86.6
	7	103.7	72.3	44.8	262.1	45.3	250.5	75.5	55.5	39.0	230.1	39.6	204.4	43.2	11.2	7.4	85.1	7.5	79.7
	8	100.8	53.9	50.5	248.8	54.5	239.6	83.8	40.4	41.4	190.0	41.4	179.9	40.8	15.4	7.7	77.0	10.8	75.4
	9	87.1	49.6	44.4	248.8	44.5	216.6	88.2	41.7	21.5	194.6	41.3	173.7	41.3	12.6	7.9	85.1	12.8	74.7
	10	85.6	53.9	44.8	220.3	41.9	236.0	82.4	42.5	40.9	214.0	41.2	185.3	40.3	25.8	7.9	154.2	9.7	128.6
	11	84.6	52.6	45.0	241.5	45.4	237.2	64.5	46										

Caso INDESA+ JCC

Año	Mes	Bloque A7a					Bloque Media					Bloque Baja							
		Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Desv Est	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%
1	4	169.8	17.9	148.4	245.5	151.9	222.0	155.8	28.6	69.5	257.5	102.0	129.6	77.1	14.2	41.7	199.0	60.1	129.9
	5	149.8	61.5	41.0	264.4	88.4	262.7	112.5	58.7	21.7	228.8	38.8	219.8	59.6	20.2	0.0	76.7	0.0	76.7
	6	98.2	75.8	51.0	206.0	41.2	169.0	58.7	39.8	0.1	231.0	14.6	195.8	37.9	40.4	0.0	69.2	0.0	92.1
	7	95.5	70.4	41.0	266.1	43.3	252.3	61.3	44.3	32.5	228.7	36.4	159.9	32.5	19.2	0.0	68.6	0.0	58.6
	8	65.4	50.1	41.2	209.8	41.3	227.5	49.4	24.8	35.3	166.5	37.6	135.5	33.4	15.9	0.0	51.8	0.0	49.2
	9	59.9	32.5	38.7	224.0	39.2	161.0	46.5	22.6	0.0	167.0	12.9	103.8	24.2	16.2	0.0	68.7	0.0	51.3
	10	57.9	48.9	58.7	262.6	58.7	240.8	41.0	37.4	0.0	189.3	0.0	173.4	23.9	22.3	0.0	75.8	0.0	73.5
	11	50.5	31.0	38.0	192.8	38.2	174.9	36.7	32.0	0.0	167.8	0.0	135.5	11.9	21.3	0.0	69.4	0.0	68.6
	12	49.6	27.0	38.3	167.1	38.4	151.0	43.8	28.2	0.3	165.0	8.1	142.3	29.2	17.7	0.0	70.8	0.0	57.6
	1	53.8	27.7	40.8	195.2	40.6	151.2	49.5	18.8	36.0	129.6	37.1	113.8	59.7	7.9	16.1	69.8	22.8	61.9
	2	58.2	25.9	40.8	188.5	41.4	149.0	50.5	15.8	40.5	113.8	40.8	104.2	42.3	5.4	37.3	69.7	38.4	52.9
	3	85.4	25.3	47.0	192.1	47.8	158.3	59.8	17.6	44.8	213.9	45.8	120.4	45.8	4.0	42.6	69.8	41.7	68.3
	Total	80.2	39.8	38.0	266.1	-	-	63.7	34.8	0.0	237.5	-	-	39.0	16.1	0.0	139.0	-	-
2	4	89.1	33.9	34.9	224.4	52.3	199.2	60.9	30.6	40.3	228.7	48.2	175.0	47.1	10.3	0.0	76.5	27.7	71.8
	5	71.5	50.9	41.1	239.6	42.1	246.4	58.2	34.6	0.1	187.6	23.5	171.5	58.0	14.8	0.0	69.4	0.0	63.9
	6	65.3	49.9	31.4	254.8	42.0	235.1	44.5	20.4	0.0	169.6	17.5	103.2	51.8	15.0	0.0	47.9	0.0	45.2
	7	63.3	43.6	41.4	245.5	42.8	204.4	45.8	10.9	26.2	162.5	27.5	105.2	23.4	17.8	0.0	47.5	0.0	45.7
	8	59.1	35.3	32.0	244.4	42.4	179.6	43.5	11.6	23.8	76.5	27.0	71.8	30.8	18.0	0.0	47.2	0.0	45.3
	9	55.4	28.1	33.3	184.4	34.9	134.8	38.5	19.4	7.1	75.5	14.6	71.8	23.0	15.4	0.0	44.4	0.0	44.0
	10	49.4	30.3	28.7	177.2	35.5	168.7	51.8	19.9	0.0	76.5	0.0	75.8	21.5	19.1	0.0	59.6	0.0	52.8
	11	45.8	24.3	36.0	156.2	29.2	150.7	30.2	18.5	0.0	75.5	0.0	71.8	19.2	17.1	0.0	43.8	0.0	43.4
	12	47.9	22.9	35.8	153.2	33.9	127.4	36.0	14.5	16.1	76.5	19.2	76.5	26.2	15.5	0.0	47.2	0.0	47.1
	1	57.8	25.0	49.1	161.5	43.9	151.1	50.2	17.8	38.8	161.2	39.6	200.8	36.8	9.8	7.4	59.0	10.8	50.2
	2	67.4	26.6	46.8	182.6	45.6	168.5	61.0	23.9	49.9	184.6	44.3	142.2	45.5	6.1	28.5	66.9	36.2	65.9
	3	70.5	23.5	48.9	205.7	52.4	147.1	62.4	12.9	48.6	129.9	49.0	88.4	48.1	6.4	42.5	66.9	45.0	66.9
	Total	60.3	31.1	28.7	254.3	-	-	46.7	13.3	0.0	228.7	-	-	32.4	10.3	0.0	76.5	-	-
3	4	74.3	30.0	44.0	246.8	55.4	182.5	65.5	26.8	40.2	219.7	46.7	150.5	50.8	10.4	0.0	73.7	28.8	68.9
	5	78.9	34.7	41.6	255.3	45.7	248.7	63.0	47.3	8.2	237.6	27.6	213.8	42.3	15.2	0.0	66.9	0.0	56.2
	6	73.4	37.5	43.1	255.8	43.5	248.8	50.6	28.9	16.0	222.9	22.8	137.5	34.6	17.9	0.0	66.9	0.0	55.3
	7	81.9	37.4	43.9	255.6	45.9	240.3	58.6	37.8	34.2	228.1	35.9	184.8	35.3	18.0	0.0	66.9	0.0	58.7
	8	79.5	30.5	35.6	255.3	45.2	237.8	53.9	26.0	38.3	162.3	39.3	139.3	33.9	18.0	0.0	58.8	0.0	55.2
	9	74.9	40.0	45.7	243.8	43.8	212.6	50.8	10.4	34.9	162.2	39.7	117.8	29.3	13.6	0.0	49.1	0.0	47.2
	10	64.8	45.9	43.3	241.8	43.0	238.4	46.4	31.5	22.3	182.4	22.4	154.8	26.7	20.2	0.0	66.9	0.0	66.9
	11	81.5	48.2	43.1	235.4	43.1	227.7	49.5	34.0	22.2	189.4	25.1	172.8	25.8	19.8	0.0	73.7	0.0	71.4
	12	87.8	39.8	42.8	226.2	42.0	199.0	45.3	31.8	20.6	164.0	21.9	161.8	30.4	17.9	0.0	66.9	0.0	66.9
	1	88.6	42.6	47.7	244.4	42.6	227.7	65.2	32.3	42.3	184.7	42.3	168.8	43.2	13.2	17.0	91.2	37.0	79.6
	2	86.3	35.5	49.1	248.9	51.2	221.4	89.2	35.3	45.4	238.8	46.1	209.0	57.1	17.4	40.4	93.5	42.2	90.6
	3	100.2	33.7	72.9	248.8	80.8	225.7	94.2	26.2	68.6	212.4	70.7	181.0	85.4	20.1	44.8	151.0	44.9	108.0
	Total	77.1	12.7	41.6	255.8	-	-	61.2	16.0	8.2	238.8	-	-	39.5	12.6	0.0	131.0	-	-
4	4	109.6	38.1	35.5	238.5	77.8	145.0	103.9	40.2	42.7	249.6	64.4	224.7	76.5	21.9	21.2	165.4	37.5	134.9
	5	117.0	60.8	44.2	265.0	58.8	259.0	84.2	60.8	35.9	249.2	39.8	245.0	45.3	20.3	0.0	93.5	7.0	37.7
	6	120.7	59.1	49.6	265.0	73.0	259.4	66.1	40.7	31.0	243.9	35.6	190.2	33.1	19.9	0.0	93.5	0.0	70.4
	7	117.1	61.1	51.1	265.0	73.4	252.8	71.6	48.7	42.4	243.8	42.5	207.1	37.4	21.7	0.0	86.1	0.0	73.1
	8	98.3	54.5	47.1	258.5	47.2	253.5	57.5	29.1	33.6	188.7	28.1	148.9	35.6	20.8	0.0	84.5	0.0	73.7
	9	93.2	39.6	44.6	245.2	44.8	219.2	58.6	29.3	37.2	187.0	39.8	148.2	31.2	14.4	0.0	74.5	0.0	57.6
	10	75.6	51.1	34.0	224.1	43.1	243.9	55.2	40.4	22.8	225.8	28.1	193.4	29.9	24.1	0.0	93.5	0.0	89.3
	11	67.9	49.5	44.0	245.9	44.0	235.1	57.7	43.8	26.3	232.8	28.2	209.8	28.8	22.3	0.0	93.5	0.0	87.6
	12	60.4	43.7	42.0	251.9	42.0	211.0	49.7	36.5	15.9	184.9	14.2	171.3	29.4	21.4	0.0	84.8	0.0	84.8
	1	78.5	35.1	34.4	236.8	44.4	223.1	67.3	38.6	40.9	218.9	40.8	151.4	41.2	12.5	14.0	77.1	15.6	77.1
	2	90.7	39.4	44.6	245.1	45.0	212.0	81.2	16.4	43.3	214.7	44.0	199.2	50.2	13.2	37.8	85.1	40.2	85.1
	3	94.4	35.3	37.6	243.8	66.9	216.1	87.4	31.2	53.8	202.1	53.1	188.4	59.2	15.5	42.6	85.6	42.8	85.2
	Total	93.4	20.8	42.0	265.0	-	-	70.7	18.0	18.3	249.6	-	-	42.7	14.6	0.0	165.4	-	-
5	4	103.5	43.0	44.4	261.0	84.7	237.5	102.9	49.1	41.2	243.8	57.1	219.8	70.1	28.0	19.9	169.9	35.9	128.7
	5	106.6	69.7	40.8	262.1	42.8	237.8	90.3	62.2	13.7	244.4	30.5	139.9	51.8	15.2	0.0	85.1	4.8	79.8
	6	100.0	68.1	42.4	261.0	44.5	249.9	83.8	41.4	19.4	220.5	25.7	154.8	59.5	19.6	0.0	85.1	0.0	66.7
	7	94.2	68.0	44.6	262.1	44.8	245.5	70.5	52.1	37.7	150.2	38.9	204.4	18.8	20.0	0.0	59.1	0.0	79.7
	8	80.8	38.0	44.4	248.8	44.5	239.5	53.6	30.7	37.3	192.0	38.2	161.4	34.8	16.7	0.0	63.9	0.0	58.8
	9	76.7	48.6	49.3	248.8	45.9	216.4	55.5	29.5	37.8	190.1	39.7	154.7	55.0	12.4	0.0	77.1	3.2	56.2
	10	68.5	50.4	24.1	237.2	44.2	235.8	55.4	39.9	19.3	214.0	31.1	191.3	30.2	21.0	0.0	85.1	3.9	81.4
	11	70.3	52.9	44.2	238.4	44.3	234.5	57.0	44.4	15.7	233.1	17.8	205.8	28.7	22.0	0.0			



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Caso ENDESA - 3 CC

Año	Mes	Biomasa Alta						Biomasa Media						Biomasa Baja					
		Promedio	Dev. Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Dev. Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%	Promedio	Dev. Est.	Min	Max	Prom@5%	Prom@95%
1	4	166.0	44.0	90.8	245.5	114.2	237.5	120.9	41.8	68.7	248.3	74.0	224.8	66.7	6.4	39.6	69.3	43.5	69.3
	5	125.1	68.9	29.8	264.4	58.5	262.8	85.6	55.7	0.0	228.8	27.1	219.6	47.1	18.4	0.0	69.5	0.0	66.8
	6	97.1	76.2	29.9	265.9	40.4	263.2	49.7	37.1	0.0	231.0	0.0	165.4	35.1	17.2	0.0	53.7	0.0	50.6
	7	76.7	70.4	29.5	266.1	59.8	254.0	50.4	35.3	7.4	228.7	15.8	157.2	28.0	17.9	0.0	54.2	0.0	47.8
	8	59.1	45.3	20.5	268.7	20.5	228.6	41.4	9.5	14.9	68.7	22.0	68.9	30.7	16.0	0.0	22.5	0.0	42.4
	9	51.5	27.5	32.2	226.0	34.5	127.8	35.7	17.1	0.0	75.7	0.0	68.1	20.2	16.4	0.0	22.1	0.0	41.6
	10	51.1	45.4	29.0	260.8	29.4	230.0	29.1	18.9	0.0	167.3	0.0	106.1	18.0	20.3	0.0	68.8	0.0	58.6
	11	41.7	24.0	15.0	150.8	13.8	116.0	24.3	26.0	0.0	128.0	0.0	92.1	15.9	17.1	0.0	21.9	0.0	41.7
	12	41.6	12.5	31.1	97.1	32.9	84.4	29.7	13.8	0.0	77.7	0.0	75.5	22.0	15.9	0.0	42.5	0.0	42.2
	1	46.5	16.1	38.3	170.8	36.5	101.9	41.9	10.3	28.0	76.9	30.0	75.3	34.0	9.8	0.0	45.6	5.0	45.1
	2	48.6	15.1	40.6	127.4	40.9	101.4	44.5	8.2	38.7	76.9	39.0	74.0	39.7	2.8	32.2	25.6	33.4	44.3
	3	54.0	21.0	42.9	190.1	43.2	120.5	49.2	10.4	41.8	92.2	41.9	83.1	41.9	1.6	39.3	45.9	29.4	45.3
	Total		76.1	37.3	16.0	266.1	-	-	50.5	27.8	0.0	243.3	-	-	35.1	14.3	0.0	69.5	-
2	4	56.0	33.6	42.7	244.4	45.5	174.3	53.8	24.6	38.7	211.8	41.8	123.4	43.5	7.2	0.0	68.4	26.7	55.5
	5	54.7	38.8	35.1	253.8	36.4	180.0	44.8	23.8	0.0	187.8	13.6	113.8	35.4	13.7	0.0	47.1	0.0	45.9
	6	59.9	48.9	24.4	257.0	36.8	234.0	37.1	15.3	0.0	76.5	0.0	71.7	29.5	14.3	0.0	33.6	0.0	43.0
	7	54.4	37.7	28.8	245.5	32.0	179.9	35.8	15.7	0.0	76.5	0.0	65.4	26.0	17.1	0.0	43.8	0.0	43.2
	8	52.7	28.6	35.7	244.4	35.5	132.5	36.4	11.9	0.0	59.4	2.9	55.0	26.2	16.8	0.0	24.0	0.0	43.1
	9	45.1	12.3	26.9	76.5	27.2	74.2	31.8	15.4	0.0	69.4	0.0	58.9	17.4	15.0	0.0	45.3	0.0	43.0
	10	39.2	18.6	26.1	116.3	26.2	91.1	24.7	20.6	0.0	69.4	0.0	69.4	16.6	17.5	0.0	46.9	0.0	44.6
	11	37.6	13.7	20.4	112.3	22.1	87.1	22.5	18.6	0.0	69.1	0.0	60.2	15.8	16.4	0.0	23.2	0.0	43.0
	12	38.8	12.0	24.8	76.5	25.5	79.0	29.3	18.2	0.0	69.4	0.0	67.1	22.0	15.0	0.0	43.8	0.0	43.4
	1	49.3	17.1	41.5	159.6	41.5	102.3	44.4	8.2	24.4	73.7	50.0	69.2	34.6	11.4	0.0	45.0	4.5	44.6
	2	54.8	20.0	43.3	187.2	43.6	112.3	51.3	19.3	41.1	181.0	41.0	107.2	41.8	3.4	15.5	-8.2	32.2	47.3
	3	56.5	18.3	40.3	164.8	46.5	105.0	51.6	7.3	43.8	75.7	44.2	71.9	44.9	2.8	39.6	56.4	40.7	51.0
	Total		50.2	8.1	20.6	257.0	-	-	38.5	10.4	0.0	221.3	-	-	29.2	10.4	0.0	69.4	-
3	4	61.6	29.6	42.7	244.4	48.1	153.4	37.5	30.3	36.8	215.9	36.3	260.2	45.2	8.1	0.0	66.9	26.7	61.0
	5	56.2	43.5	45.6	255.5	42.5	144.3	56.5	39.6	0.0	237.6	22.0	202.8	45.5	13.7	0.0	46.9	0.0	56.9
	6	67.7	38.7	41.6	254.4	41.9	248.3	48.6	20.1	0.0	222.9	0.0	123.2	51.3	16.8	0.0	53.0	0.0	47.4
	7	71.9	58.5	42.6	255.6	42.9	240.3	48.8	28.4	23.4	228.2	24.2	125.1	30.3	18.4	0.0	52.9	0.0	48.4
	8	64.9	48.7	42.7	255.2	42.8	240.3	48.5	28.8	30.0	186.5	30.2	145.9	29.9	17.2	0.0	27.1	0.0	46.3
	9	55.9	36.7	41.6	243.8	42.3	182.1	42.7	9.3	23.6	73.7	26.0	69.2	24.8	14.9	0.0	45.7	0.0	44.5
	10	59.2	48.1	41.8	241.2	41.5	234.9	57.8	16.8	7.3	88.9	23.3	82.1	21.4	20.0	0.0	66.8	0.0	58.8
	11	56.2	41.8	41.5	239.4	41.3	213.4	40.0	21.1	16.9	181.5	20.2	107.8	20.2	18.6	0.0	58.5	0.0	51.2
	12	52.2	35.4	35.2	215.2	35.0	179.9	35.5	17.6	15.4	165.7	15.8	81.4	21.1	17.4	0.0	49.2	0.0	48.1
	1	59.9	42.2	45.8	244.4	44.1	234.0	55.1	23.1	40.9	184.7	40.9	125.8	40.2	12.5	16.5	84.8	16.4	70.6
	2	83.8	38.0	46.8	252.5	46.8	217.8	75.6	35.0	43.8	232.6	44.4	196.4	47.7	9.4	18.8	84.8	37.5	81.9
	3	88.9	34.0	54.3	251.9	56.3	211.3	77.1	21.1	48.6	165.4	50.0	140.3	52.8	12.0	48.3	89.8	45.5	84.7
	Total		66.9	10.8	34.2	255.6	-	-	51.4	13.3	0.0	237.6	-	-	34.0	10.9	0.0	64.8	-
4	4	94.8	37.7	45.0	258.4	66.8	142.8	84.9	35.5	42.7	251.7	51.0	204.0	61.8	16.3	16.2	93.5	34.9	90.3
	5	100.4	58.6	43.8	265.0	37.5	257.0	82.6	59.1	20.2	246.2	32.1	244.3	48.4	18.0	0.0	84.6	5.6	84.8
	6	90.4	68.3	43.8	265.0	44.0	253.3	52.8	33.6	0.0	243.9	13.6	143.6	53.9	29.5	0.0	84.8	0.0	60.2
	7	81.9	68.5	45.8	265.0	42.0	252.1	56.5	58.0	19.8	245.8	24.8	182.6	31.9	20.8	0.0	84.6	0.0	82.2
	8	71.3	55.5	45.8	259.8	41.8	248.7	51.2	31.2	24.8	188.7	25.3	153.3	21.5	18.1	0.0	49.4	0.0	48.2
	9	69.2	40.2	42.4	246.2	45.3	193.4	46.7	15.9	23.1	134.8	25.6	94.7	26.2	14.9	0.0	45.6	0.0	45.1
	10	55.3	52.2	42.4	244.4	42.4	244.0	47.0	56.7	17.0	227.5	17.6	174.1	32.4	21.4	0.0	84.8	0.0	65.8
	11	61.0	47.3	42.4	245.9	42.4	231.8	48.9	42.8	17.1	232.5	17.4	206.8	21.5	20.6	0.0	84.6	0.0	61.4
	12	55.5	42.6	31.4	232.3	32.5	208.1	35.7	31.2	0.0	185.0	0.1	124.0	23.3	18.1	0.0	48.8	0.0	48.7
	1	57.7	44.0	43.3	256.6	42.6	213.4	59.0	35.7	38.0	219.1	38.5	180.2	37.9	11.9	12.6	77.0	11.9	59.4
	2	78.6	41.7	42.2	243.8	44.3	219.9	69.3	28.9	45.1	214.7	42.1	198.9	45.2	8.5	34.0	77.1	37.0	77.0
	3	84.1	39.0	44.8	243.0	47.3	221.0	74.6	35.5	44.4	200.1	45.1	185.6	48.8	10.4	38.7	77.1	40.4	77.1
	Total		77.4	44.8	31.4	265.0	-	-	59.0	15.3	0.0	252.7	-	-	36.1	12.7	0.0	93.5	-
5	4	90.7	41.9	44.3	261.0	56.7	238.0	85.7	58.5	38.3	242.8	44.2	221.5	58.5	15.6	10.1	85.1	50.3	85.7
	5	99.5	67.9	40.8	261.9	42.2	256.6	81.6	64.8	14.3	244.4	23.7	219.3	46.3	17.9	0.0	77.1	4.1	77.1
	6	81.8	66.0	41.9	261.0	43.8	249.9	50.9	30.7	8.1	220.3	12.0	136.5	34.1	17.9	0.0	77.1	0.0	56.4
	7	79.8	63.9	41.4	262.1	43.3	237.6	60.3	42.0	20.8	230.1	37.0	167.0	33.1	17.6	0.0	77.0	0.0	57.3
	8	57.7	53.1	41.4	248.8	42.1	230.4	50.5	30.4	18.8	190.0	31.0	152.8	31.1	16.7	0.0	46.4	0.0	45.8
	9	65.8	38.2	40.9	243.8	41.1	200.0	49.2	25.0	36.8	195.4	37.0	117.4	28.2	12.0	0.0	45.2	0.0	44.5
	10	52.4	50.2	41.7	216.4	41.3	235.8	46.6	37.5	14.2	212.1	14.4	174.8	24.8	10.5	0.0	77.1	0.0	59.3
	11	62.3	49.4	41.2	237.2	41.3	235.6	49.1	49.3	14.1	215.9	14.2	204.5	22.4	20.4	0.0	85.1	0.0	65.1
	12	56.6	49.2	41.3	231.2	41.3	218.4	45.2	41.0	10.9	205.7	10.9	191.7	22.8	18.6	0.0	70.2	0.0	55.4
	1	75.0	45.6	44.9															

## 11. ANEXO 4: COSTOS DE OPERACIÓN

Caso	Valor Esperado [MMUSD]					Total
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	
ENDESA	977.2	761.3	867.9	925.3	839.7	<b>4371.5</b>
ENDESA + 1/2 CC	859.6	684.3	800.2	854.2	763.5	<b>3961.8</b>
ENDESA + 2/3 CC	806.0	658.2	765.3	819.2	734.7	<b>3783.4</b>
ENDESA + 1 CC	759.9	588.8	705.4	756.3	691.5	<b>3502.0</b>
ENDESA + 2 CC	623.9	461.0	565.6	623.2	573.2	<b>2847.0</b>
ENDESA + 3 CC	492.1	356.6	453.6	494.5	470.7	<b>2267.4</b>