



Sesión N°6 Grupo de Trabajo GNL

Lunes 25 de Abril de 2016

Asistentes:

CDEC - SIC	CDEC - SING	GNL Chile	GNL Mejillones	Invitados
C. Iglesias	D. Salazar	R. González	D. Leiva	J. Venegas
A. Salgado	P. Valenzuela	L. Aguilera	CNE	G. Henríquez
J. Cembrano	ENAP	Centro Energía	M. Osorio	E. Ricke
Colbún	M. Arróspide	M. Matus	J. Carrasco	MITSUI
J.E. Vásquez	ENEL	S. Püschel	L. Contreras	S. De la Vega
Biobío	C. Espinoza	E-CL	H. Valenzuela	Y. Tsukui
F. Montecinos	G. Soublette	E. Quezada	I. García	M. Ichikawa
J.C. Puech	APEMEC	BHP Billiton	R. Fuentes	GN Fenosa
Gener	R. Loyola	R. Barrera	ACERA	J.E. Auffray
C. Aguirre	J.T. Hurley (Carey)	Metrogas	C. Finat	
	J.M. Bustamante (Carey)	K. Luhrmann		

1. Contexto

La Sesión N°6 del grupo de trabajo sobre la temática GNL – mercado eléctrico, se efectuó en las oficinas del CDEC – SIC. Durante la sesión se realizó una única presentación, por parte de la Comisión, con el propósito de generar el planteamiento de los integrantes de la mesa respecto a los criterios para considerar la información presentadas por las empresas para el despacho eléctrico de unidades con suministro de GNL mediante contratos Take or Pay (en adelante, contratos ToP).

Se recalcó el contexto indicado en la Agenda de Energía, donde se establece el requerimiento para la Comisión de realizar un análisis, para desarrollar una norma técnica que modifique los procedimientos de los CDEC, en la materia del despacho de centrales GNL y la determinación del costo efectivo de contratos ToP.



2. Temas tratados

A continuación se presentan los temas tratados durante la sesión:

En la presentación de introducción efectuada por la Comisión se identificaron, mediante las características principales, al menos tres casos de relación contractual para el suministro de GNL y/o GNL Regas. La caracterización de los casos es relevante respecto a las posibles opciones de flexibilidades, incluidas en los contratos o acuerdos de suministro, y también para el tratamiento de los mismos tanto para la planificación de largo plazo como en la programación de corto plazo (despacho de unidades). La caracterización se fundamenta en la extensión y naturaleza de relación contractual:

▪ **Caso #1: Empresa con contrato de largo plazo de suministro GNL.**

Elementos claves:

- Disponibilidad base y precio conocidos con bastante anticipación.
- Flexibilidades del contrato: Retraso o cancelación de barco o desvío a otro mercado internacional.
- Se distinguen las ventanas:
 - 1) Período de descarga del GNL desde el buque: t_1 .
 - 2) Ventana de buque en tránsito y llegada a terminal GNL: $t_2 = t_1 + 45$ a 60 días.
 - 3) Período desde próximos 45 días hasta siguiente período de nominación: $t_3 = t_2 + 6$ a 12 meses.
 - 4) Período restante $t_4 = t_3 + 12$ meses hasta fin del contrato.

Respectos los costos variables:

- Para los puntos 1) y 2) anteriores: ¿Costo Variable = Precio del contrato? ó ¿CV = 0 en caso de contrato ToP sin flexibilidades “Gas Forzado”?
- Para los puntos 3) y 4) anteriores: ¿CV = Precio GNL del contrato, para Planificación Mediano – Largo Plazo?

▪ **Caso #2: Empresa compra barco en mercado spot GNL**

Elementos claves:

- Empresa compra GNL bajo evaluación de condición de conveniencia económica de corto plazo (por ejemplo: Mejorar posición en balance spot CDEC's). Cantidad acotada de barcos en ventana de tiempo.



- Flexibilidades del contrato: Flexibilidad acotada o nula. Único uso posible para el GNL mercado eléctrico o mercado secundario nacional (si no puede colocar 100% de energía GNL en mercado eléctrico).
- Se distinguen las ventanas:
 - 1) Periodo de descarga del GNL desde el buque: t_1 .
 - 2) Ventana de buque en tránsito y llegada a terminal GNL: $t_2 = t_1 + 45$ a 60 días.
 - 3) Al ser compra spot, no hay compromiso pactado para nuevos buques.

Respectos los costos variables:

- Para los puntos 1) y 2) anteriores: ¿Costo Variable = Precio del contrato? ó ¿CV = 0 en caso de contrato o acuerdo comercial no permita uso/venta alternativa del GNL, “Gas Forzado”?
- Para el punto 3) anterior: ¿Para efecto de planificación medio – largo plazo CDEC’s, se asume o no nuevos barcos en esta modalidad para la empresa?

▪ **Caso #3: Empresa compra GNL en mercado secundario interno**

Elementos claves:

- Empresa compra GNL bajo evaluación de condición de conveniencia económica de corto plazo (por ejemplo: Mejorar posición en balance spot CDEC’s). Cantidad acotada de GNL, sin compromiso de largo plazo.
- ¿Es anticipable cuándo suministrador GNL del mercado secundario tenga volumen para vender a interesado?.
- Debería ser respaldada por contrato o documento formal trazable la compraventa.
- Evitar aprovechamiento de este mecanismo para ejercer abuso de posición (Agente define Cmg debido a su declaración de precio y disponibilidad individual).
- Se distinguen las ventanas:
 - 1) Se informa al CDEC de disponibilidad del GNL spot de la empresa: t_1 .
 - 2) Tiempo durante el cual se utilizaría el volumen informado por empresa: $t_2 = t_1 + 2$ días...¿semanas?

Respectos los costos variables:

- Para los puntos 1) y 2) anteriores: ¿Precio de compraventa, CV = 0 ó valorización dada por tratamiento “tipo embalse”, sin posibilidad de “verter GNL”?.

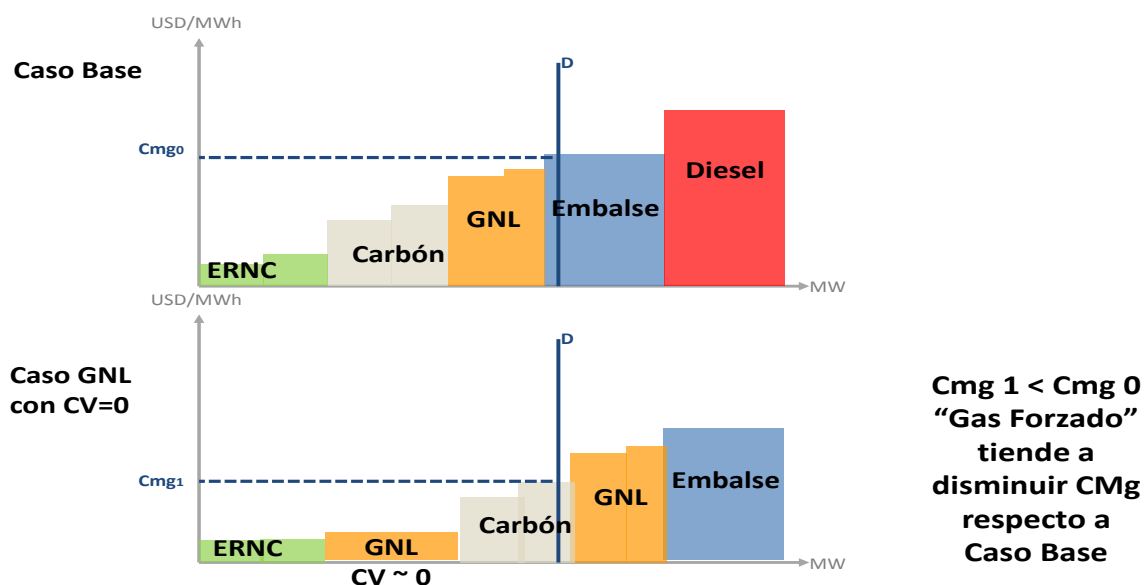


- **Otros elementos a considerar**

- Mecanismo a desarrollar debe abarcar las siguientes situaciones (tanto en situación de largo y corto plazo):
 - **Existencia de ventanas de información sobre precios y volúmenes:** **Largo Plazo** (Planificación): 6 meses a 1 año. **Corto Plazo** (Despacho): 45 – 60 días. **Cortísimo Plazo** (Despacho – Compra en mercado secundario local): ¿1 a 2 semanas?.
 - **Exceso de disponibilidad de GNL fuera de óptimo económico global:** Muchas centrales que por orden económico y declaración de costo variable = 0, puedan generar -> ¿Se permite afectación de señal del CMg sistémico?.
 - **Déficit de disponibilidad de GNL:** Debido a precios más atractivos para los agentes en mercados internacionales -> ¿Imposición de priorización de abastecimiento de mercado interno?.
 - **Reventa de GNL entre generadores:** Posible flexibilidad favorable al ser un mercado secundario interno (p. ej: Si no se puede usar GNL en centrales de Quillota, se podría usar en otra unidad conectada a sistema de gasoducto).

▪ **Ejemplo**

A modo de ejemplificar una situación, en la cual el sistema reciba una cantidad de energía proveniente del GNL, en un volumen mayor a la que se debería despachar en un orden económico sujeto a los costos de compra de su combustible, la siguiente figura ilustra en forma simple un eventual caso, en el cual una maniobra de ese tipo podría modificar el CMg sistémico que se utiliza para la valorización de las transferencias entre los agentes:



3. Resumen de opiniones de participantes

Conforme al desarrollo de las opiniones de los participantes durante la sesión, se agruparon las opiniones planteadas en los siguientes puntos:

Tema A: Duración de ventana de información

- Plazo de dos meses para ventana de información podría ser muy corto. Se propone analizar su duración extendida hasta un año, para evitar posible abuso de posición dominante.
- Opción de subir o disminuir la cantidad de GNL informada por una empresa durante la vigencia de la ventana, siempre y cuando el cambio de información sea beneficioso para sistema (es decir, menor costo de abastecimiento).
- Período de descarga de un barco alrededor de 20 días en GNLQ.



- Plazo de cancelación de barcos es del orden de 2 meses.
- Una vez incluido en el programa del terminal, es indiferente si el buque proviene de contrato ToP de largo plazo ó venta spot.
- En caso de definir una ventana de envío de información de menor duración (del orden de meses), dicho plazo debe permitir que el resto de los agentes del sistema se puedan adaptar.

Tema B: Situaciones no deseadas desde punto de vista sistémico

- Para planificación de largo plazo se debería considerar los precios de compra de GNL incluidos en los contratos y considerar flexibilidad de suministro.
- Situaciones no deseadas: (1) Que un generador no use su gas en su unidad y lo reventa a otra empresa a un precio mayor que el original; (2) Que un generador retire del sistema disponibilidad de gas que ya había sido considerada en la planificación de la operación; (3) Que un generador que tiene gas y capacidad de regasificación. no haga uso de ella sin razón justificable.
- Situación que no debería ocurrir: Que una empresa decida disminuir su cantidad de gas para el sistema producto de un mejor precio de oportunidad del insumo en otro mercado, en circunstancias que dicho gas ya fue incluido en la planificación del sistema. Esto afectaría las decisiones de los otros agentes.
- También se plantean los siguientes casos: (1) Contratos ToP que inunden el mercado con gas fuera de un orden económico; (2) Agentes que pudiendo traer gas en situaciones económicamente favorables para el sistema no lo hagan; (3) Situaciones en las cuales se cambie fuertemente el precio y tal circunstancia no sea incorporada por el mercado.
- Se señala que para efectos de la planificación de la operación, afecta fuertemente el retirar la oferta de disponibilidad de alguna unidad. Posible solución mediante oferta “a firme” de disponibilidad.

Tema C: Desarrollo de mercado

- No se debería imposibilitar la opción de que se venda gas entre los agentes, ni el uso de un mercado secundario (por ejemplo, en caso de predicción de hidrología húmeda).
- Las decisiones de Largo Plazo informadas por las empresas cambian decisiones de infraestructura de los otros agentes.
- Se menciona la opinión de que mientras mayor sea el grado de rigidez las empresas podrían enfrentar un escenario menos favorable para la compra de volúmenes de gas.



- Se plantea el hecho de no privilegiar una rigidez en los plazos de entrega de la información, sino que se debería enfocar en tema de plazos.
- No se debería cuartar la libertad comercial de los agentes, bajo el supuesto de transparencia en la suscripción de contratos.
- El mercado debe conocer con anticipación la racionalidad económica de las decisiones de todos los agentes.

Tema D: Condición de costo para caso de "Gas Forzado"

- El caso de una generación forzada a CV igual a cero no debería alterar señal de CMg del sistema.
- Se plantea la opinión de que el caso de un contrato ToP inflexible sería homologable a una central hidro de pasada, con un CV igual a cero.
- Se plantea que pueden haber situaciones de operación que arrojen Cmg negativos. En dicho caso un CV igual a cero no garantiza el uso "ToP" de un volumen de gas. En caso de forzar al sistema la utilización de un volumen de gas, el modelo debería optimizar su uso y asignar su valorización.
- Se plantean visiones distintas en la mesa respecto si un contrato ToP estricto es homologable con una situación de una operación con costo variable igual a cero.

4. Anexo

Texto enviado por G. Henríquez respecto a los temas planteados en la sesión



COMENTARIOS PARA MODELACION DEL GNL EN LOS CDEC

Ventana Firme

Tanto para el despacho como para la planificación de la operación, aunque con mayor énfasis en lo primero, es necesario tener un período en que los datos de gas disponible, sus precios, potencia disponible u otras variables que incidan en la planificación o despacho sean asegurados por las empresas.

Este período o ventana de datos debe ser de una duración tal que, ante eventos imprevistos como por ejemplo una sequía o una falla prolongada de una central que no use gas, se puedan tomar decisiones que resuelvan el problema antes de que se termine el período de antecedentes firmes.

Si conseguir un nuevo barco de GNL o desviarlo requiere avisar al proveedor con un mes y medio o dos meses de anticipación, la ventana firme no podría tener un mes de duración. Quedarían algunas semanas en que las empresas pueden decidir unilateralmente su consumo de gas sin que el sistema tenga capacidad de respuesta oportuna afectando los precios y la generación de los demás generadores.

La ventana firme debería mantener un período móvil constante, por lo que las empresas deberían informar, por ejemplo semanalmente, los antecedentes necesarios para la planificación dentro de ese período.

Precio

Los contratos ToP han demostrado ser bastante flexibles así que un costo económico igual a cero es muy improbable. Las empresas propietarias del gas tienen muchas alternativas para negociar con otros sus excedentes a un precio distinto de cero.

Respecto al precio a asignarle al gas o a la generación de cada máquina con gas, hay que hacer una distinción entre el corto y el largo plazo.

Lo razonable, al menos para la planificación de mediano y largo plazo, es que se asigne el precio nominal del contrato, o de compra en casos que se acceda al mercado spot de gas ya que este representa el costo económico que tendría para la empresa el uso del gas dentro de los parámetros preestablecidos.

Sin embargo, para el despacho y considerando que habría una ventana firme en que se asegura cantidad, se podría usar precio cero, o mejor dicho, sin precio y definiendo el despacho mediante restricciones de uso mínimo y máximo diario o semanal. Así, las centrales a gas funcionarían como



una central con capacidad de embalse diario o semanal flexibilizando el sistema y permitiendo una mejor operación de las ERNC, tal como se hace con las centrales de embalses pequeños.

Lo anterior sólo sirve para programar el despacho de corto plazo pero no permite calcular el costo marginal o el costo de operación de la central a gas. Para calcular los costos marginales se podría suponer el abastecimiento de gas de los contratos take or pay como el flujo de una central hidroeléctrica y la capacidad de estanques y gasoducto para almacenar como un embalse estacional. El gas sería valorizado en cada instante en forma similar o algo más simplificado que el agua de un embalse, casi tan caro como el costo de la central más cara que lo reemplace si hay poca disponibilidad y casi tan barato como la central que le sigue hacia abajo si hay mucho gas. Si hay certeza o riesgo de ventear por exceso de gas podría tener un precio cero o cercano a cero, como una central en vertimiento o en riesgo de vertimiento. Esto permitiría usar los modelos de programación de la operación del SIC agregando un nuevo embalse.

Información de largo plazo

No se habló en la reunión respecto de esto pero me parece más adecuado que la información utilizada para la planificación de la operación de largo plazo sea la que recibe el CDEC más que la que tiene la CNE. La información que usa la CNE para determinar los precios de nudo puede estar desactualizada o considerar disponibilidades no ajustadas a la realidad, en cambio la información que tiene el CDEC puede ser más detallada y precisa. Además, los CDEC tendrán un rol activo de auditoría que les dará la herramienta para asegurar datos fidedignos.