

INFORME COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE GENERACIÓN DE UNIDADES GNL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Versión Final

Diciembre 2017



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. RESUMEN EJECUTIVO	4
3. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS	7
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	10
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL CASO DE ESTUDIO	20
6. ANÁLISIS PRIMER AÑO CALENDARIO (2018)	28
7. CONCLUSIONES	31
8. ANEXOS	33

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al estudio anual que debe elaborar el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante Coordinador), de acuerdo a lo indicado en el artículo 4-4 de la Norma Técnica Para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado, en adelante Norma Técnica del GNL.

El objetivo de este estudio es determinar la cantidad de generación eléctrica de las unidades generadoras que utilicen Gas Natural Licuado (GNL) Regasificado, que minimice el costo esperado de operación y racionamiento del sistema eléctrico para un horizonte de 5 años.

En el primer capítulo de este informe se describen las bases metodológicas, los modelos y los principales supuestos que fueron utilizados para el desarrollo de este estudio.

En los capítulos siguientes, se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas que describen los niveles de generación eléctrica en base a GNL regasificado, que permitirían obtener el menor costo de operación esperado para el Sistema Eléctrico Nacional, en función de las hidrologías que pudieran presentarse. Sobre este punto, es necesario indicar que el inicio del estudio corresponde al 1 de septiembre de 2017 y que considera la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central a partir de mediados de noviembre de 2017, de manera equivalente con los procesos de programación de la operación.

Posteriormente, en el capítulo 5, se detalla un análisis de sensibilidad al caso estudiado, modificando los costos de combustibles del GNL y del Diésel y adicionalmente se incluye un análisis para los resultados del primer año calendario 2018, respecto de la utilización del GNL para las centrales del sistema.

Finalmente, se describen las principales conclusiones del estudio y una recomendación respecto de la cantidad de GNL que el Sistema Eléctrico Nacional debiera disponer para ser utilizado en las unidades generadoras existentes y en construcción.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio tiene por objetivo determinar la proyección de generación eléctrica de unidades generadoras que utilicen GNL regasificado, que minimice el costo esperado de operación y racionamiento del Sistema Eléctrico Nacional en un horizonte de estudio de 5 años, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 4 en la Norma Técnica del GNL.

Para estos efectos, se utiliza el modelo PLP, en el cual se utilizó un horizonte que comienza el 01 de septiembre de 2017 y finaliza el 31 de marzo de 2022 y la demanda eléctrica corresponde a la proyectada por la CNE en su informe de precio de nudo de corto plazo del segundo semestre de 2017. Respecto a los supuestos relativos al mantenimiento mayor de instalaciones eléctricas y las fechas de interconexión entre los sistemas interconectados del Norte Grande y Central, éstos corresponden a los supuestos utilizados en la programación de la operación que realiza el Coordinador.

Para efectuar el análisis se consideraron los siguientes casos, en los cuales se aumenta progresivamente la disponibilidad de GNL desde las unidades generadoras que tienen menor costo variable de operación:

- Caso Base: Sin disponibilidad de GNL.
- Caso 1: Disponibilidad de GNL en San Isidro 2.
- Caso 2: Disponibilidad de GNL en San Isidro 2 y U16.
- Caso 3: Disponibilidad de GNL en San Isidro 2, U16 y San Isidro 1.
- Caso 4: Disponibilidad de GNL en San Isidro 2, U16, San Isidro 1 y Nueva Renca.

Primeramente se realiza un análisis de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, considerando una proyección de costos de Henry Hub y Brent hasta el año 2022, según fuente internacional (cmegroup), en el cual los valores de estos indicadores tienden a la baja, de acuerdo a la siguiente tabla:

Indicador	Costo	2018	2019	2020	2021	2022
HH	[USD/MBTU]	3,08	2,90	2,82	2,80	2,82
Brent	[USD/Barril]	54,68	54,83	55,06	55,49	56,17

Los resultados bajo estos supuestos muestran que el caso 4 es el que permite obtener los menores costos esperados de operación, en éste es posible diferenciar los resultados por quinquenios húmedos (@5%), medios (@50%) y secos (@95%):

Terminal GNL	Número de Ciclos Combinados (CC)		
	@5%	@50%	@95%
Mejillones	0,95 CC	0,95 CC	0,95 CC
Quintero	0,34 CC	0,45 CC	0,9 CC

En la tabla anterior se observan los factores de planta promedio de 5 años que se obtienen para las unidades generadoras de ciclo combinado con GNL para obtener la operación más económica del sistema eléctrico en cada escenario. En ella se aprecia que para quinquenios húmedos y medios sólo es necesario disponer de un volumen de GNL equivalente aproximadamente a 0.5 ciclos combinados abastecidos desde el terminal de Quintero, mientras que en un quinquenio seco es necesario aumentar a aproximadamente 1 ciclo combinado desde dicho terminal, cuyo gas debiera ser distribuido estacionalmente durante los años, en al menos tres ciclos combinados. Por otra parte, se observa que independiente de la hidrología que se produzca, el sistema requeriría de aproximadamente 1 ciclo combinado desde el terminal de Mejillones, puesto que en dicho terminal es posible para algunas empresas obtener precios de GNL más baratos, incluso por debajo del precio de carbón. No obstante, existe una varianza mayor de este factor de planta promedio anual, para cada año del quinquenio seco (@95%), situándose entre un 20% y 35% para las centrales abastecidas desde el terminal Quintero.

Posteriormente se realiza un análisis similar al anterior, pero considerando los precios de los combustibles proyectados por la CNE en el informe de precio nudo de corto plazo del segundo semestre de 2017, que consideran un aumento progresivo del costo del GNL de acuerdo a la siguiente tabla:

	Costo	2018	2019	2020	2021	2022
GNL	[USD/MBTU]	7,10	9,33	9,83	9,70	9,73
Brent	[USD/Barril]	58,20	71,57	78,16	82,84	86,41
Carbón	[USD/Ton]	83,84	84,25	84,67	84,62	85,14

Con estos precios, los resultados del análisis son los siguientes:

Terminal GNL	Número de Ciclos Combinados (CC)		
	@5%	@50%	@95%
Mejillones	0,14 CC	0,13 CC	0,21 CC
Quintero	0,34 CC	0,49 CC	0,56 CC

En esta oportunidad, el caso 3 (disponibilidad de GNL en San Isidro 1, 2 y U16) fue el que presentó los menores costos de operación del sistema, obteniendo como era de esperar niveles de GNL por debajo del escenario anterior. A partir de lo anterior, se observa la alta sensibilidad que tiene el costo del GNL en el sistema y que su utilización para generación eléctrica dependerá del costo relativo que tenga el GNL en relación a los demás combustibles, en especial el carbón y el diésel.

Finalmente se realiza un análisis para el primer año calendario considerando la relevancia de la interconexión entre los sistemas interconectados del Norte Grande y Central. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Factor de Planta @50	Semestre 1 2018	Semestre 2 2018	Factor de Planta @95	Semestre 1 2018	Semestre 2 2018
San Isidro I	70,33%	0,00%	San Isidro I	96,39%	0,00%
San Isidro II	83,41%	0,00%	San Isidro II	99,98%	88,03%
U16	100,00%	86,96%	U16	100,00%	86,96%
Nueva Renca	52,24%	0,00%	Nueva Renca	71,11%	55,22%

En ambos escenarios hidrológicos (@50% y @95), se observa que para operar de manera económica, el sistema necesita mayor disponibilidad de GNL durante el primer semestre del año 2018, debido a las limitaciones de las transferencias en la zona norte del país, que se producen previo a la entrada en operación de la línea Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

Para el segundo semestre del año 2018, se disipan las restricciones de transmisión en la zona norte, con la entrada en operación de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (1 de julio de 2017), y por lo tanto se puede relajar en cierta medida la disponibilidad de GNL para operar el sistema económicamente.

3. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

La optimización de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, una vez interconectados los sistemas del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, corresponde a un problema estocástico, en el cual la aleatoriedad está representada por las siguientes variables: hidrología, precio de los combustibles (diésel, GNL, carbón), disponibilidad de combustibles, disponibilidad de las unidades generadoras, demanda eléctrica, estimación de la generación de unidades generadoras tipo ERNC, entre otras.

Los procesos de programación de la operación del sistema, desarrollados por el Coordinador, centran la estocasticidad en la variabilidad hidrológica, parametrizando el resto las variables aleatorias a través del uso de los estimadores de su valor esperado o valores provenientes de distintas fuentes.

En cuanto a los costos de combustibles para centrales térmicas que operan con GNL, estos corresponden a los estimados por el Coordinador en base a la información obtenida mediante la aplicación de la Norma Técnica del GNL para el horizonte completo del estudio.

A continuación, se describen los principales antecedentes y supuestos considerados en el estudio:

- a) Metodología: Se utiliza el modelo PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal. Para estos efectos, la demanda eléctrica se modela con una curva de duración, en la cual se definen 5 bloques de consumo para los 55 meses (4 años y 7 meses) estudiados. Como resultado de lo anterior, se obtienen 275 (55x5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer y tercer bloque de cada semana corresponden a los consumos agregados de las horas de demanda intermedia de cada mes, el bloque 2 corresponde a la agregación de las horas de demanda mínimas del mes correspondiente, y los bloques 4 y 5 corresponden a la agregación de las horas que disponen de mayor demanda de cada mes.

Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados en el estudio, las restricciones y transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión, así como el aporte de las centrales eólicas y fotovoltaicas corresponden a los utilizados en la modelación del sistema para la programación de la operación del 1 de septiembre de 2017.

Los análisis y los resultados del presente estudio se realizan por año hidrológico. Cada año hidrológico considera su inicio 1 de abril de cada año y su fin el 31 de marzo del año siguiente.

- b) Demanda eléctrica: Corresponde a la demanda proyecta por la CNE en el informe de Precio de Nudo de corto plazo de julio de 2017, considerando una distribución de consumos por barras de acuerdo a la operación real por día tipo (semana, sábado, domingo y lunes), tanto para el SIC como para el SING.

- c) Período del Estudio: El estudio comprende el período entre el 1 de septiembre de 2017 al 31 de marzo de 2022¹.
- d) Proyectos de Generación y Transmisión: Los proyectos de generación y transmisión considerados, corresponden a los publicados en el informe de precio de nudo de corto plazo de julio de 2017. Además, se consideran las fechas de entrada en operación de las instalaciones de generación y transmisión contenidas en la Resolución Exenta N° 408 del 30 de agosto de 2017.
- e) Hidrologías: Desde septiembre de 2017 en adelante, la estadística de caudales considerada corresponde a la de los últimos 56 años hidrológicos. Para el período comprendido entre octubre 2017 y marzo 2018, se han ajustado los volúmenes afluentes de acuerdo a los resultados del primer pronóstico de deshielo de la temporada 2017-2018.
- f) Cotas de embalses: Se utilizaron como cotas iniciales aquellas correspondientes al 1 de septiembre de 2017 y resumidas en la siguiente tabla:

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1.310,25
Embalse Colbún	417,76
Laguna del Maule	2.158,17
Embalse Ralco	697,61
Lago Chapo	231,63
Lago Rapel	101,34
Laguna La Invernada	1.283,51

Tabla 1: Cotas de embalses iniciales para el horizonte de estudio.

- g) Disponibilidad de GNL: La disponibilidad de GNL desde septiembre hasta diciembre de 2017 corresponde a la utilizada en las bases de la programación semanal del 1 de septiembre de 2017, mientras que, a partir de enero de 2018, las disponibilidades de las unidades generadoras que utilizan GNL se modelan de acuerdo a los casos que se describen en el desarrollo del presente estudio. En todo los escenarios y casos analizados se respetan las capacidades de regasificación actuales y futuras de los terminales GNL.

¹ Considera los años hidrológicos 2017-2018; 2018-2019; 2019-2020; 2020-2021 y 2021-2022, totalizando 5 años.

- h) Interconexión: Las fechas de la interconexión SIC-SING consideradas, corresponden a la última actualización realizada por el Coordinador para todos sus procesos de programación de la operación, durante el mes de octubre de 2017. La siguiente tabla resume la entrada en operación de la interconexión:

Línea	Fecha
LT 2x220 kV Los Changos - Kapatur	15 Nov -17
LT 2x500 kV Los Changos - Nva. Cardones	15 Nov -17
ATR Nva. Cardones 500/220 kV	15 Nov -17
LT 2x500 kV Nva. Cardones - Nva. Maitencillo	Ene-18
ATR Nva. Maitencillo 500/220 kV	Ene-18
LT 2x500 kV Nva. Maitencillo - Nva. Pan de Azúcar	Feb-18
ATR Nva. Pan de Azúcar 500/220 kV	Feb-18
LT 2x500 kV Nva. Pan de Azúcar - Polpaico	Jul-18

Tabla 2: Instalaciones y fechas de la interconexión.

- i) Condición de suministro de GNL: Para cada caso estudiado se considera una condición de suministro flexible para las unidades generadoras que disponen de GNL. Es decir, éstas tienen un costo del GNL y su no utilización no tiene costo para el sistema. Lo anterior, es porque de acuerdo a la Norma Técnica del GNL el estudio se realiza con independencia de los volúmenes contratados y además porque como se verá más adelante en el desarrollo del presente informe, los volúmenes de GNL que resultan de la operación económica del sistema son bastante bajos y pueden ser considerados dentro de los contratos que disponen de mayor flexibilidad.
- j) Costos GNL primeras 12 semanas: La tabla siguiente corresponde a los costos combustibles de GNL declarados para las centrales San Isidro 1, San Isidro 2, Nueva Renca y U16 por las respectivas empresas propietarias:

Central	[USD/m ³ S] ²
U16	0,18
San Isidro 1	0,22
San Isidro 2	0,22
Nueva Renca	0,22

Tabla 3: Costos Declarados GNL

² A una presión de 1 Atmósfera y a una temperatura de 288,15 °K..

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados analizados en este capítulo corresponden a los obtenidos en el escenario donde los precios de los combustibles del GNL y del Diésel son los proyectados por el Coordinador.

La proyección de precios de GNL se realizó considerando las disposiciones de la NT del GNL en su artículo 4-2, es decir posterior a la Ventana de Información, utilizando el valor del costo combustible GNL debidamente indexado. Para este propósito se utilizaron las fórmulas y condiciones de indexación incluidas en los Informes Ejecutivos declarados por las Empresas GNL. Al respecto, la indexación de los costos de combustibles para GNL y Diesel utilizó los siguientes valores del Henry Hub (HH) y Brent respectivamente:

Indicador	Costo	2018	2019	2020	2021	2022
HH	[USD/MBTU]	3,08	2,90	2,82	2,80	2,82
Brent	[USD/Barril]	54,68	54,83	55,06	55,49	56,17

Tabla 4: Indexadores utilizados para la proyección de costos de GNL³.

Para realizar el estudio, se consideran distintos casos de disponibilidad de GNL para el horizonte de estudio, en los cuales se va aumentando progresivamente la disponibilidad GNL en el Sistema Eléctrico Nacional, en orden creciente de costos variables de las unidades generadoras que utilizan GNL. A continuación, se detalla cada uno de estos casos:

- Caso Base: A partir del 1 de enero de 2018 no existe disponibilidad de GNL para ninguna de las centrales del Sistema Eléctrico Nacional.
- Caso 1: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL sólo para la central San Isidro II.
- Caso 2: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro II y la central U16.
- Caso 3: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro II, San Isidro I y U16.
- Caso 4: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro I, San Isidro II, Nueva Renca y U16.

³ Fuentes: http://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas_quotes_settlements_futures.html
http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day_quotes_settlements_futures.html
 consultados el día 13 de septiembre de 2017.

Cabe señalar, que para todos los casos descritos, se consideró que desde el 1 de septiembre al 31 de diciembre del 2017, la disponibilidad de GNL corresponde a la información proporcionada por las empresas coordinadas en aplicación de la Norma Técnica del GNL.

Por otra parte, para cada uno de los casos, se obtuvieron las distribuciones de los costos de operación, en conjunto con los indicadores estadísticos más importantes, se incluyen los valores que limitan las probabilidades de excedencia del 5%, 95% y 97% de los quinquenios (@5%, @95% y @97%, respectivamente). Las siguientes gráficas y tablas ilustran los resultados obtenidos respecto del costo de operación del Sistema Eléctrico Nacional para los 5 años estudiados:

- Resultados Caso Base:

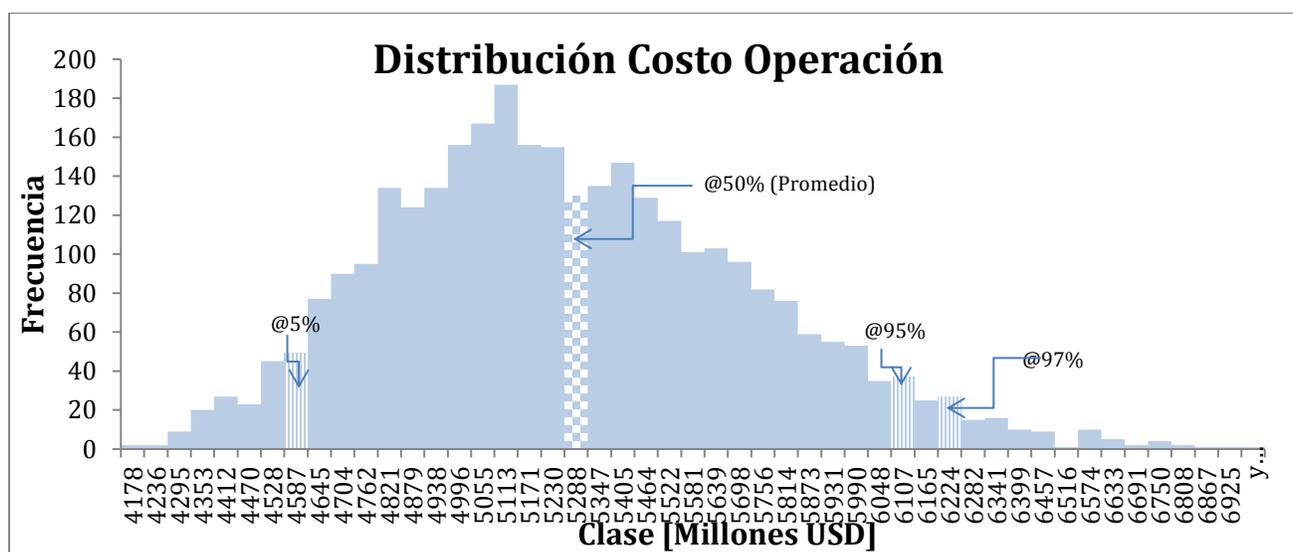


Figura 1: Caso Base sin disponibilidad de GNL, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.246,2
Desvest	576,6
Min	4.119,3
Max	6.983,6
@5%	4.566,6
@95%	6.067,9
@97%	6.182,8

Tabla 5: Principales indicadores estadísticos del Caso Base.

- Resultados Caso 1:

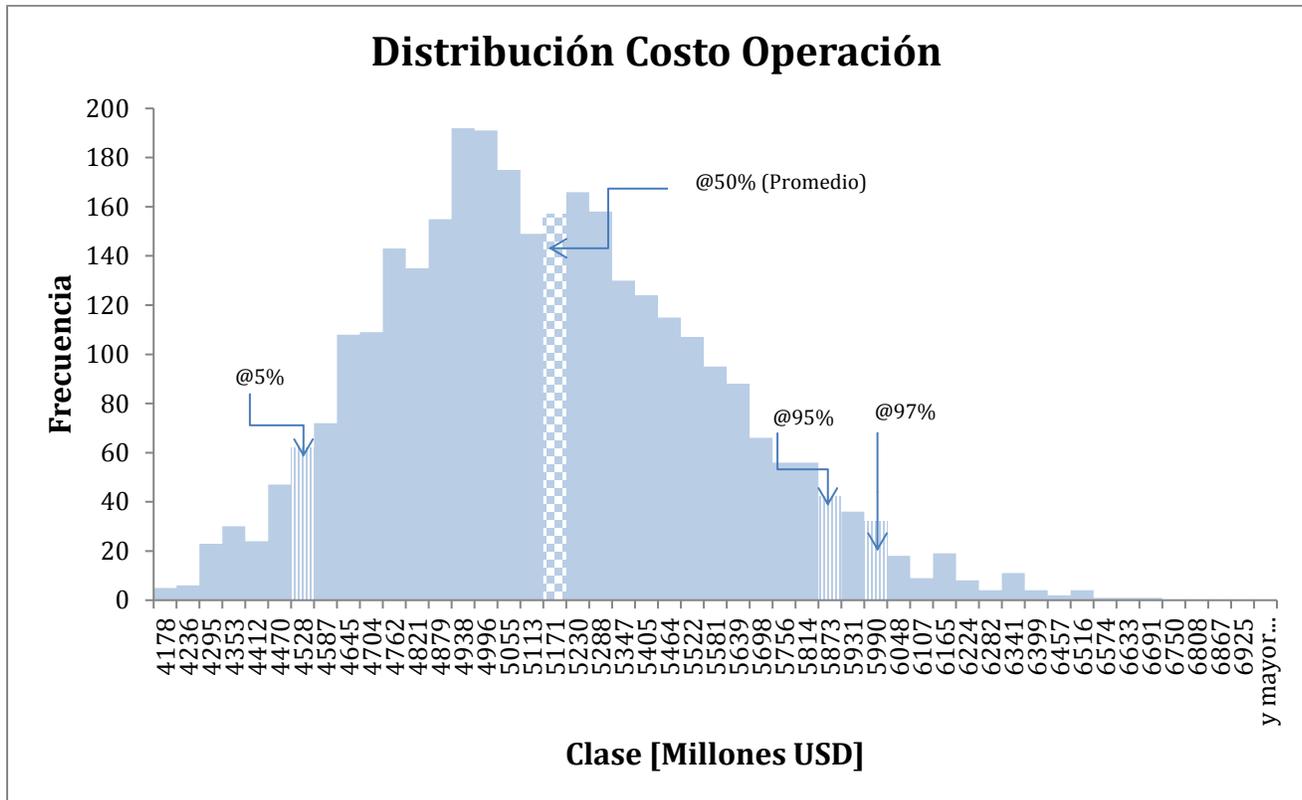


Figura 2: Caso 1 disponibilidad de GNL en central San Isidro II, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.125,9
Desvest	521,3
Min	4.063,5
Max	6.667,5
@5%	4.496,8
@95%	5.864,7
@97%	5.968,4

Tabla 6: Principales indicadores estadísticos del Caso 1.

- Resultados Caso 2:

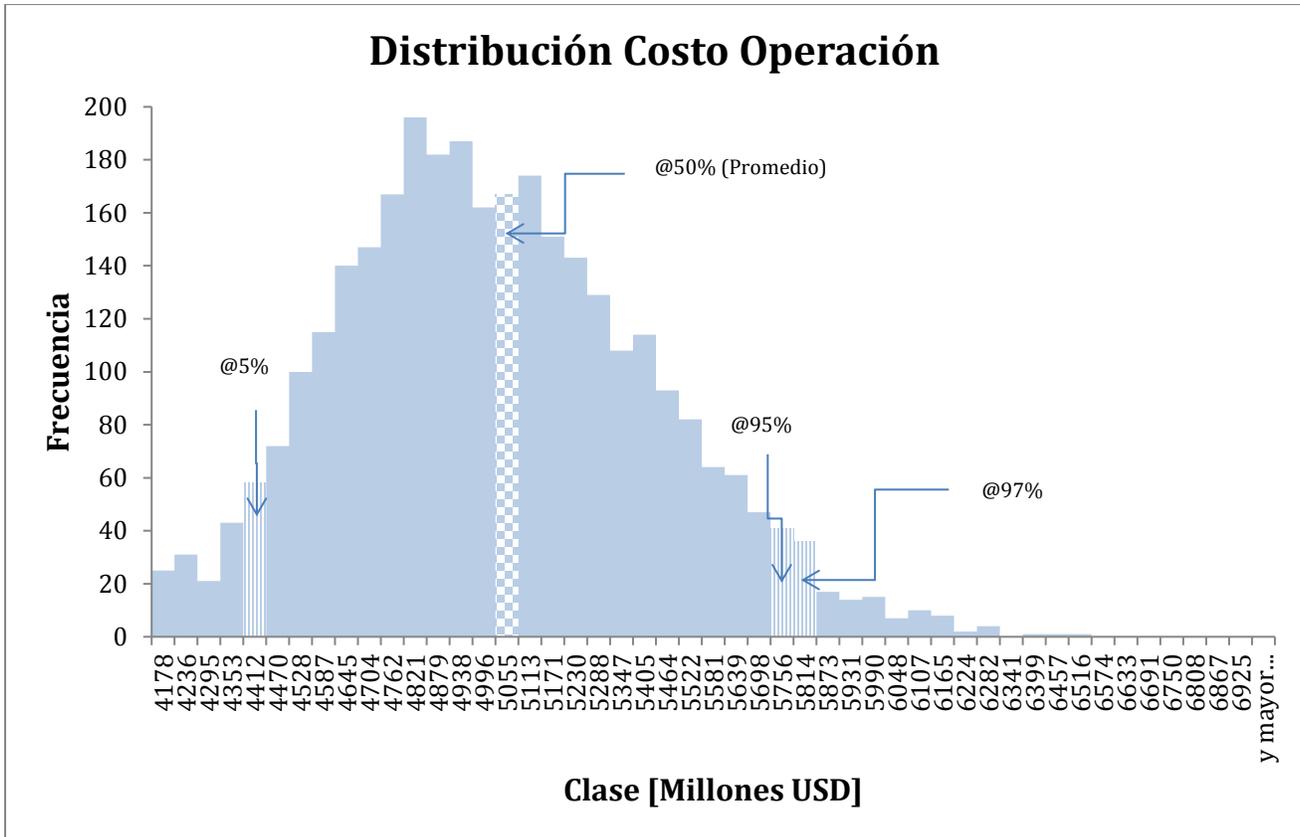


Figura 3: Caso 2 disponibilidad de GNL en central San Isidro II y U16, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	4.999,0
Desvest	496,1
Min	3.950,2
Max	6.462,1
@5%	4.394,7
@95%	5.697,9
@97%	5.792,6

Tabla 7: Principales indicadores estadísticos del Caso 2.

- Resultados Caso 3:

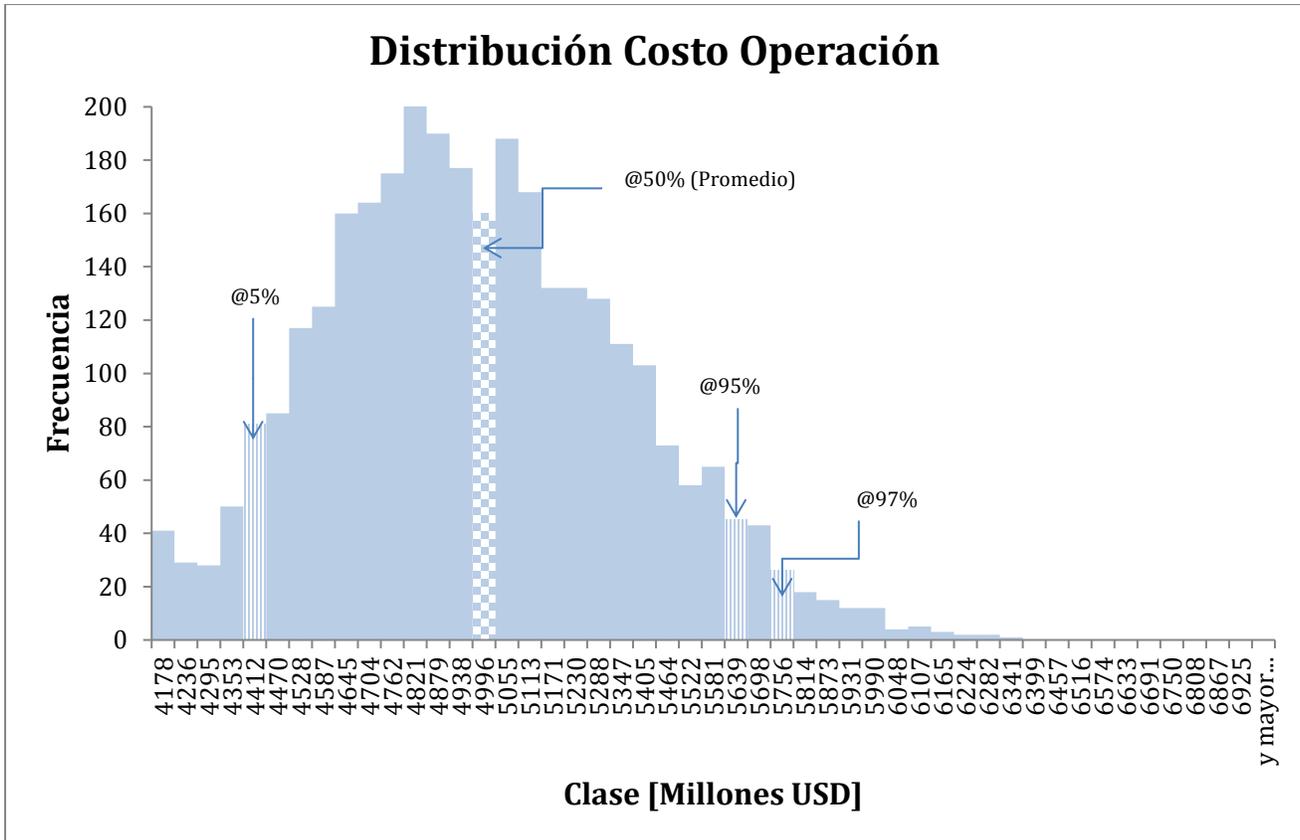


Figura 4: Caso 3 disponibilidad de GNL en centrales San Isidro I, San Isidro II y U16, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	4.946,3
Desvest	479,6
Min	3.919,8
Max	6.315,1
@5%	4.357,4
@95%	5.615,9
@97%	5.704,6

Tabla 8: Principales indicadores estadísticos del Caso 3.

- Resultados Caso 4:

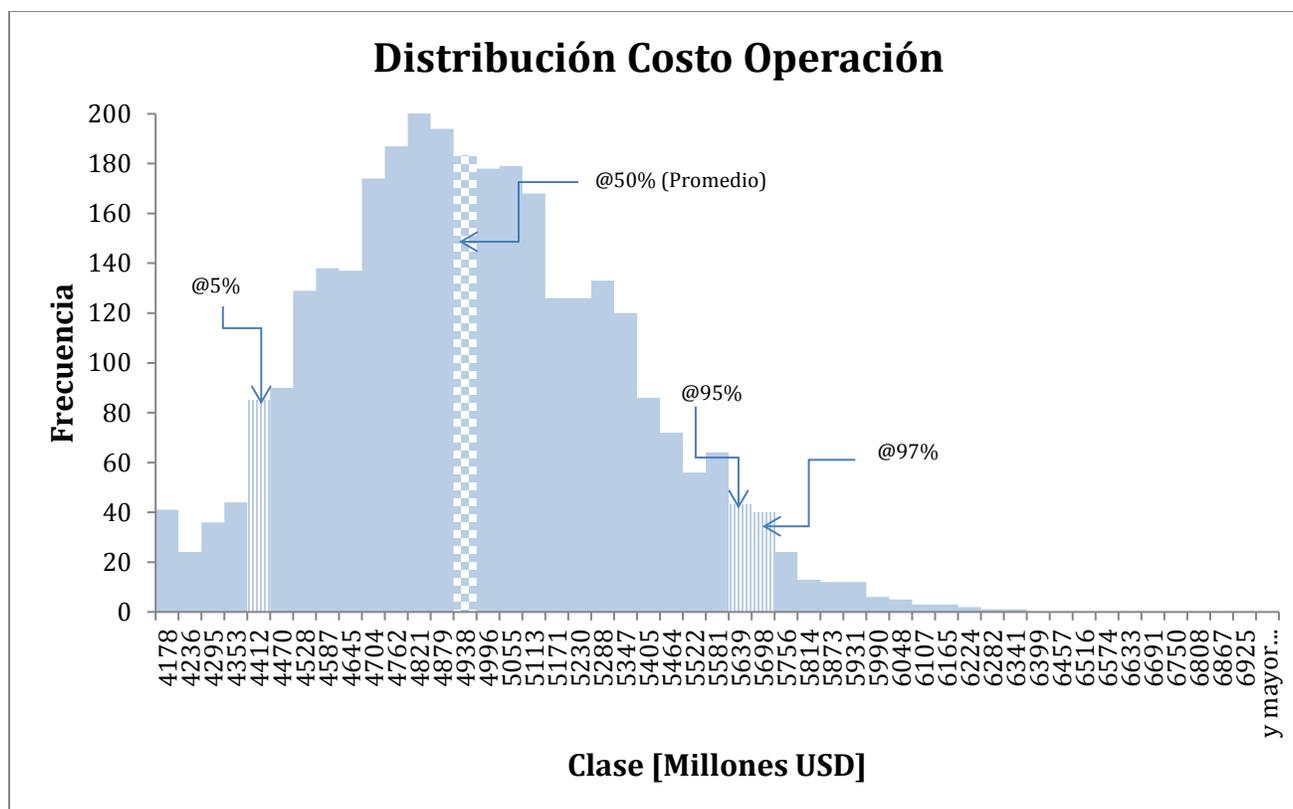


Figura 5: Caso 4 disponibilidad de GNL en centrales San Isidro I, San Isidro II, U16 y Nueva Renca, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	4.933,3
Desvest	473,6
Min	3.920,0
Max	6.293,9
@5%	4.359,7
@95%	5.590,6
@97%	5.676,8

Tabla 9: Principales indicadores estadísticos del Caso 4.

Se puede observar que ante un aumento de la disponibilidad de GNL en las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, existe una reducción de costos esperados del sistema.

En la siguiente figura se observa, para cada caso con mayor detalle, la reducción de los costos esperados de operación del sistema para los 5 años del horizonte de estudio:

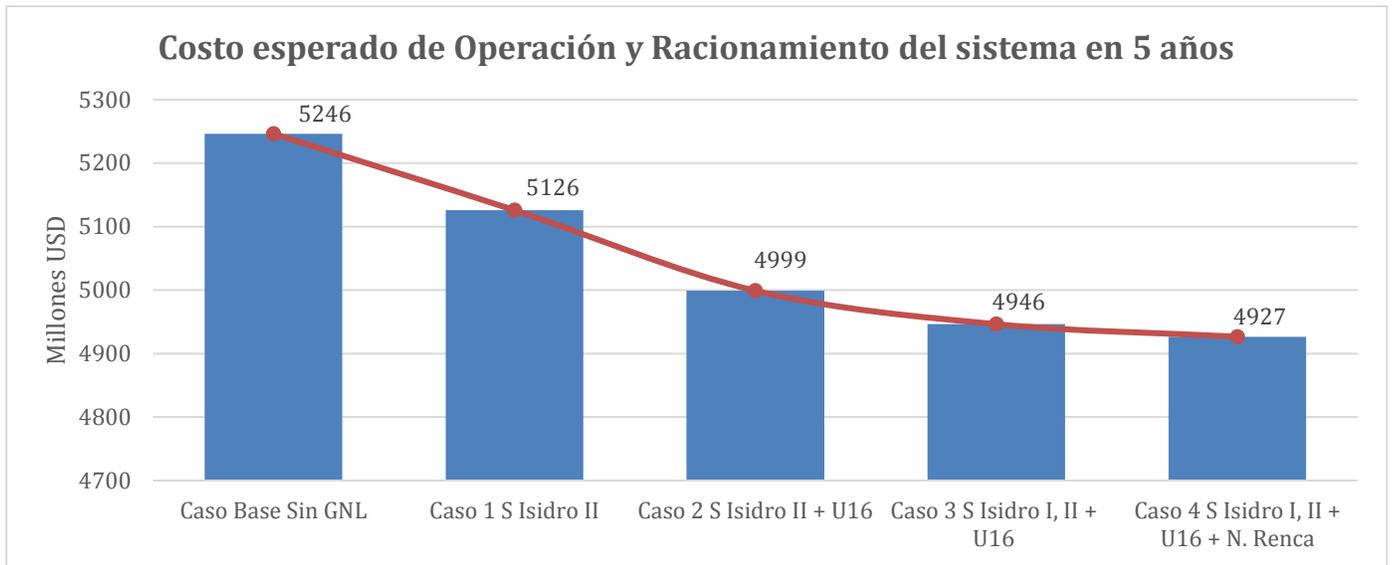


Figura 6: Reducción del Costo esperado de Operación y Racionamiento del sistema al aumentar la disponibilidad de GNL.

La línea de tendencia de la figura 6 muestra que el aumento de la disponibilidad de GNL, a partir del caso 4, ya no generaría reducciones significativas en el costo esperado de operación del sistema en el horizonte estudiado.

Análogamente, la siguiente figura muestra la disminución de las diferencias entre los costos esperados de operación entre casos consecutivos, con la disponibilidad de GNL aumentando en forma gradual, para cada uno de los 56 quinquenios hidrológicos.

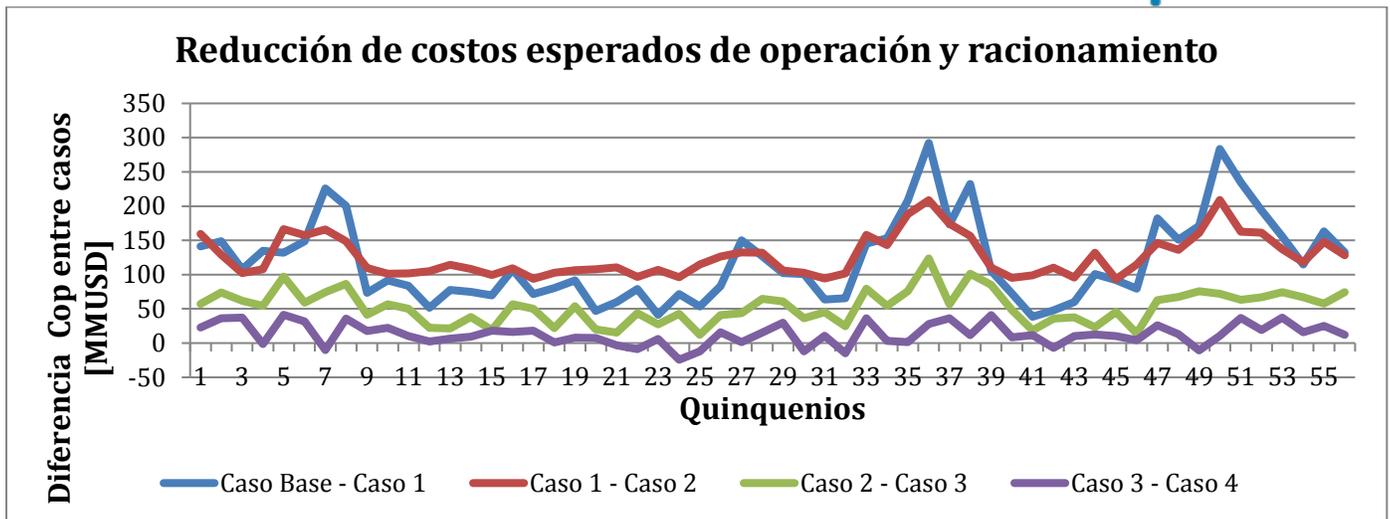


Figura 7: Reducción del Costo esperado de Operación y racionamiento del sistema entre casos.

Se observa que la disponibilidad de GNL en central Nueva Renca aporta marginalmente en la reducción de los costos esperados de operación del sistema con respecto al caso 3. De hecho, no implica una reducción de costos para todas las hidrologías consideradas. Por lo tanto, es posible concluir que a partir del caso 4, disponer de GNL adicional no incidiría de manera significativa en la reducción de los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Para determinar el nivel de generación eléctrica de las unidades que utilizan GNL en el sistema, se estudia en el caso 4 el factor de planta anual de cada una de ellas. Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

- Factores de Planta promedio anual para Caso 4

El caso 4, que según el análisis descrito minimiza el costo esperado de operación del sistema en el horizonte de 5 años, tiene disponible a las centrales U16, San Isidro I, San Isidro II y Nueva Renca para operar con GNL. A continuación, se presentan los factores de planta anual promedio para los 5 años estudiados de estas centrales para las probabilidades de excedencia @5% (quinquenio húmedo), @50 (quinquenio medio) y @95% (quinquenio seco) de los quinquenios con sus respectivas desviaciones estándar:

Prob Ex @5%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	8,84%	14,58%
San Isidro II	15,52%	22,86%
U16	94,74%	2,94%
Nueva Renca	9,28%	16,27%

Prob Ex @50%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	11,09%	20,51%
San Isidro II	24,02%	25,20%
U16	94,74%	2,94%
Nueva Renca	9.73%	17,02%

Prob Ex @95%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	20,38%	20,99%
San Isidro II	45,20%	35,60%
U16	94,74%	2,94%
Nueva Renca	24,52%	29,01%

Tablas 10: Factores de planta de las unidades con disponibilidad de GNL, caso 4.

Terminal GNL	Número de Ciclos Combinados (CC)		
	@5%	@50%	@95%
Mejillones	0,95 CC	0,95 CC	0,95 CC
Quintero	0,34 CC	0,45 CC	0,9 CC

Tablas 11: Factores de planta de los ciclos combinados con GNL por terminal, caso 4.

A modo de resumen la tabla anterior muestra que de presentarse un quinquenio húmedo (@5%) y medio (@50%) el sistema necesitaría de aproximadamente un volumen de GNL para abastecer el equivalente de medio ciclo combinado (CC) en el terminal de Quintero, mientras que para un quinquenio seco (@95%) se requeriría del equivalente a un ciclo combinado en el terminal de Quintero. Por otra parte, en todos los escenarios, se observa que el sistema requeriría de un volumen de GNL para el equivalente de un ciclo combinado en el terminal de Mejillones, lo anterior porque en dicho terminal, para algunas empresas es posible acceder a precios más ventajosos, incluso por debajo del precio del carbón.

No obstante, cabe señalar que el volumen de GNL equivalente para 1 ciclo combinado en el terminal de Quintero debiera ser distribuido en al menos 3 ciclos combinados y de manera estacional (ver Anexo 1), de tal forma que sea posible abastecer demandas de potencia cuando los recursos hídricos sean escasos.

Por otra parte, se aprecia que existe una varianza mayor del factor de planta promedio anual para los años que componen el quinquenio más seco variando entre un 20% y 35% para las centrales abastecidas desde el terminal de Quintero. Mientras que la varianza del factor de planta promedio anual para la central en terminal Mejillones es baja debido a que se encuentra a plena carga.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL CASO DE ESTUDIO

Los resultados analizados en este punto corresponden a los obtenidos en el escenario donde los precios de los combustibles son los que proyecta la CNE en el informe de precio nudo de corto plazo del segundo semestre de 2017.

Al respecto, la indexación de los costos de combustibles utilizó los siguientes valores:

	Costo	2018	2019	2020	2021	2022
GNL	[USD/MBTU]	7,10	9,33	9,83	9,70	9,73
Brent	[USD/Barril]	58,20	71,57	78,16	82,84	86,41
Carbón	[USD/Ton]	83,84	84,25	84,67	84,62	85,14

Tabla 12: Indexadores proyectados en Informe Precio de Nudo de corto plazo

De manera equivalente a los escenarios descritos en el capítulo 4 del presente informe, se consideran distintos casos para el horizonte de estudio. A continuación, se detalla cada uno de ellos:

- Caso Base: A partir del 1 de enero de 2018 no existe disponibilidad de GNL para ninguna de las centrales del Sistema Eléctrico Nacional.
- Caso 1: A partir del 1 de enero de 2018 solo existe disponibilidad de GNL para la central San Isidro II.
- Caso 2: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro I y San Isidro II.
- Caso 3: A partir del 1 de enero de 2018 existe disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro II, San Isidro I y U16.

Cabe señalar, que para todos los casos descritos, se consideró que desde el 1 de septiembre al 31 de diciembre del 2017, la disponibilidad de GNL corresponde a la información proporcionada por las empresas coordinadas en aplicación de la Norma Técnica del GNL.

- Resultados Caso Base:

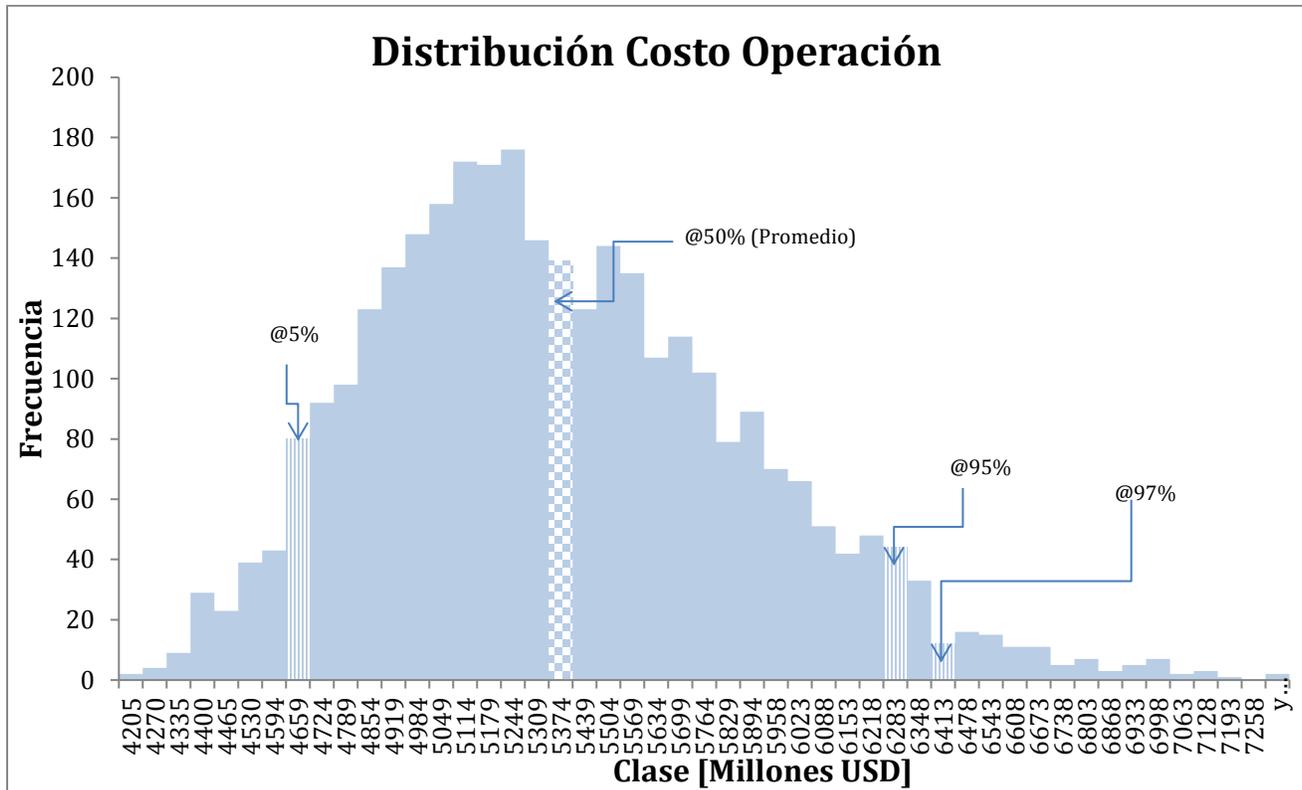


Figura 8: Caso Base sin disponibilidad de GNL, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.335,80
Desvest	633,50
Min	4.139,78
Max	7.322,48
@5%	4.599,94
@95%	6.244,92
@97%	6.375,14

Tabla 13: Principales indicadores estadísticos del Caso Base.

- Resultados Caso 1:

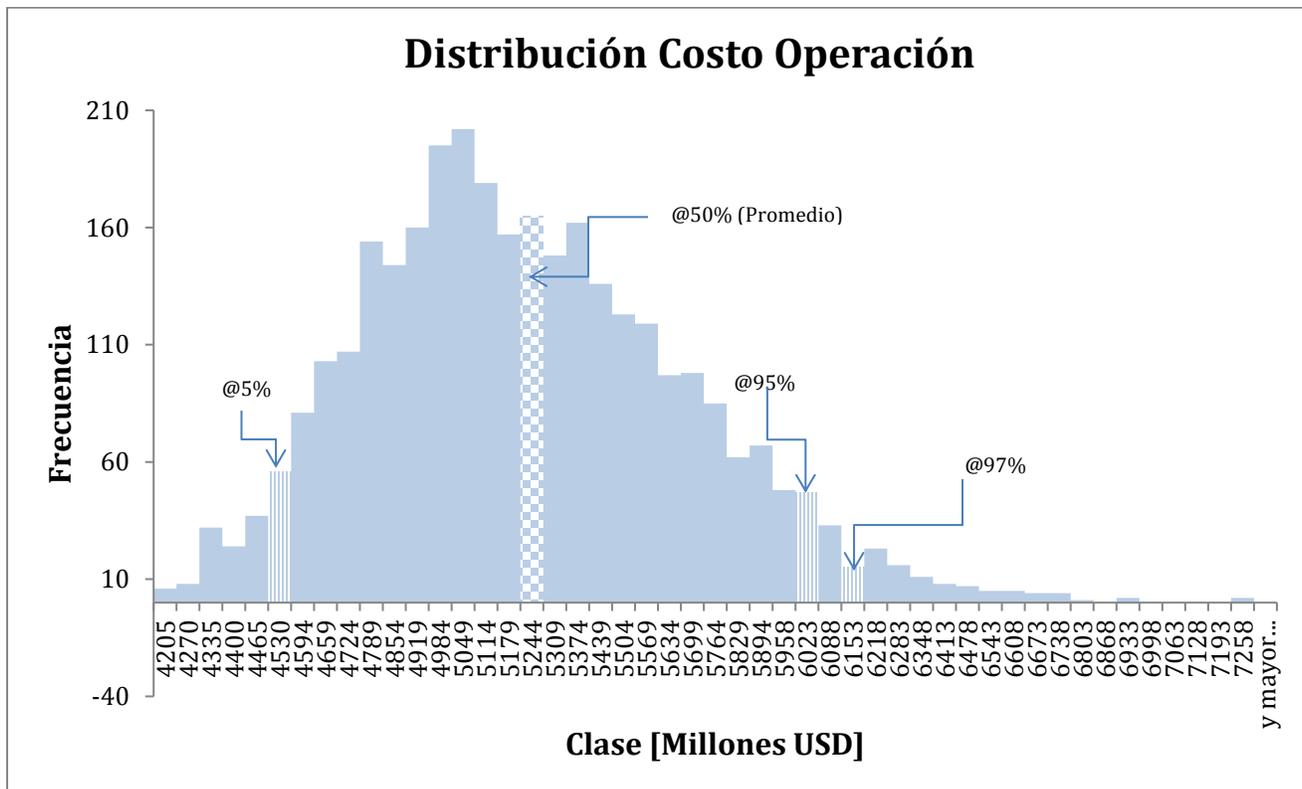


Figura 9: Caso 1 disponibilidad de GNL en central San Isidro II, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.192,72
Desvest	563,95
Min	4.072,96
Max	6.930,09
@5%	4.519,04
@95%	5.987,94
@97%	6.109,59

Tabla 14: Principales indicadores estadísticos del Caso 1.

- Resultados Caso 2:

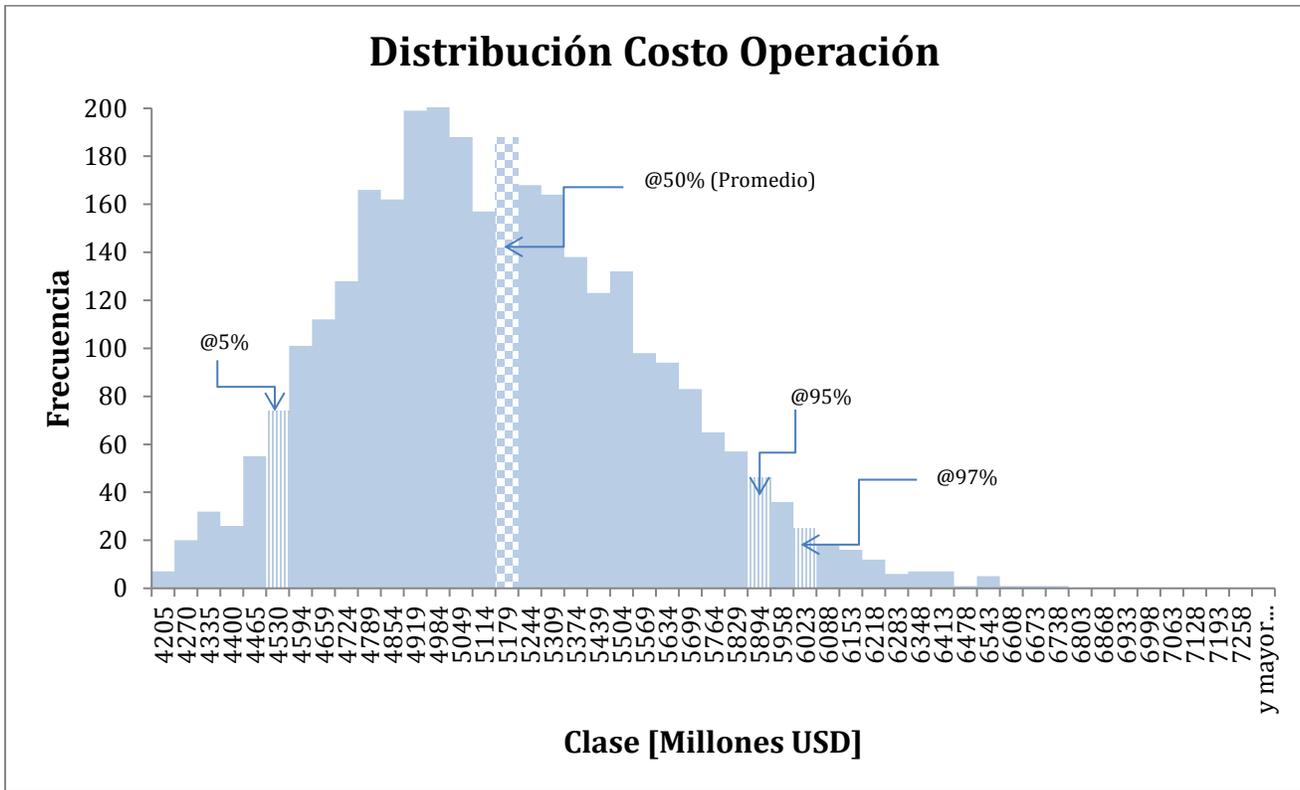


Figura 10: Caso 2 disponibilidad de GNL en centrales San Isidro I y San Isidro II, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.119,33
Desvest	532,11
Min	4.049,52
Max	6.722,23
@5%	4.483,53
@95%	5.868,69
@97%	5.973,62

Tabla 15: Principales indicadores estadísticos del Caso 2.

- Resultados Caso 3:

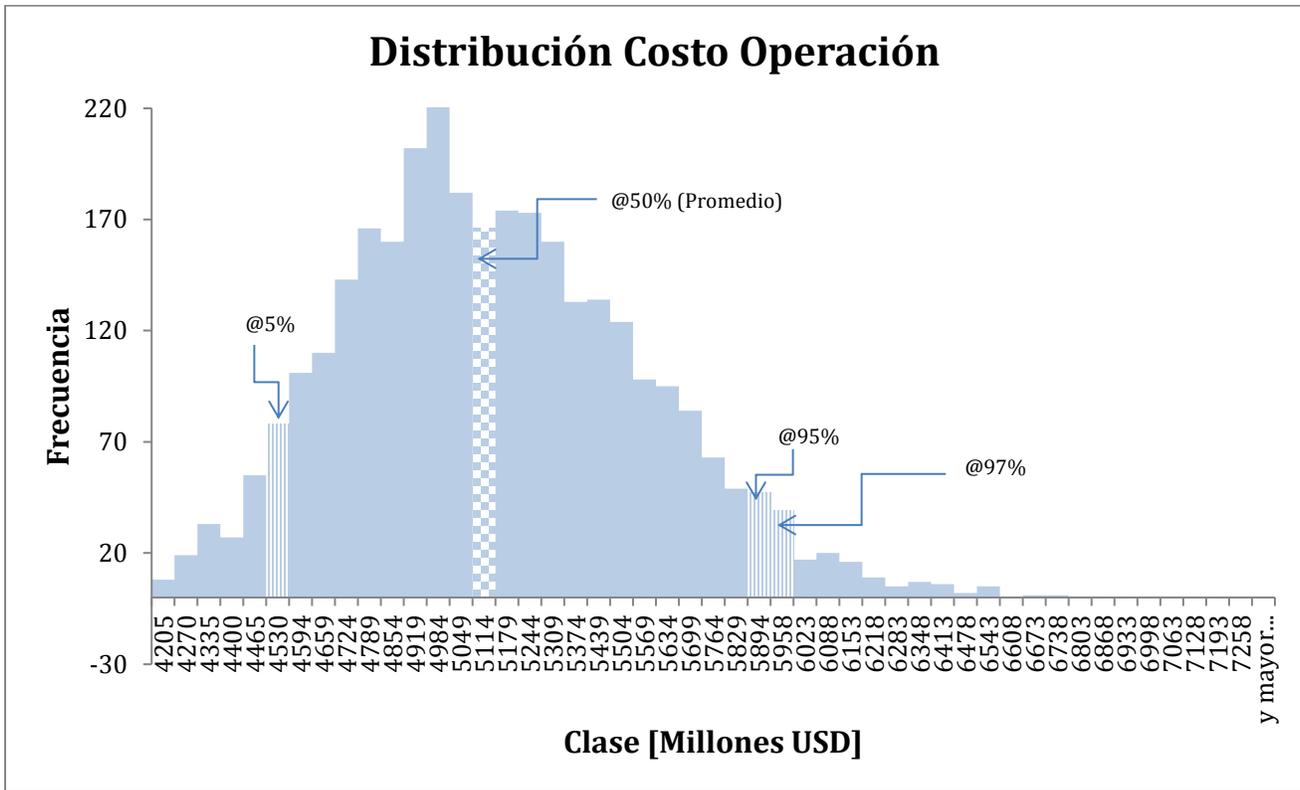


Figura 11: Caso 3 disponibilidad de GNL en centrales San Isidro I, San Isidro II y U16, a partir de enero de 2018 y por todo el horizonte.

Indicador	[MM USD]
Promedio	5.111,06
Desvest	530,22
Min	4.047,38
Max	6.720,22
@5%	4.478,28
@95%	5.852,38
@97%	5.946,82

Tabla 16: Principales indicadores estadísticos del Caso 3.

Al igual que en los casos estudiados en el capítulo 4, se puede observar que ante un aumento de la disponibilidad de GNL en las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, la distribución de los costos de operación se desplaza a la izquierda de las gráficas, lo que significa que existe una reducción de dichos costos.

En la siguiente figura se puede observar la reducción de los costos esperados de operación para cada caso:

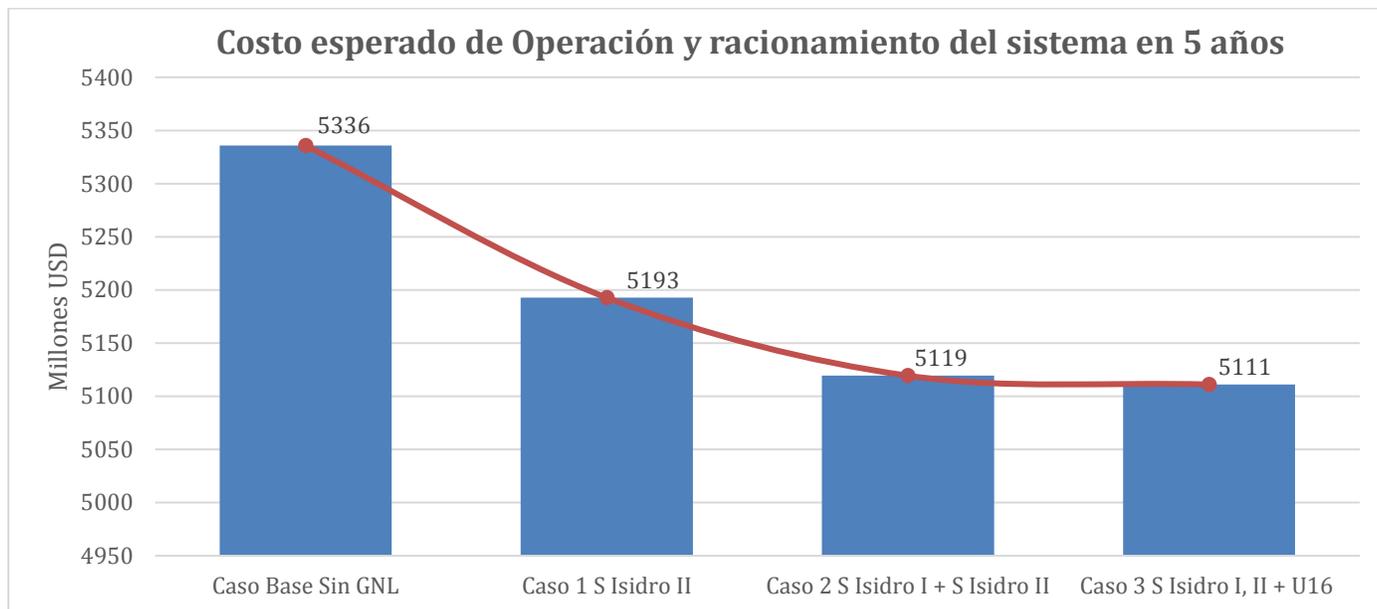


Figura 12: Reducción del Costo esperado de Operación y racionamiento del sistema al aumentar la disponibilidad de GNL.

La línea de tendencia de la figura 12 muestra que el aumento de la disponibilidad de GNL, a partir del caso 3, no generaría reducciones significativas en el costo de operación esperado del sistema.

La siguiente figura muestra la disminución de las diferencias entre los costos de operación entre casos consecutivos, con la disponibilidad de GNL aumentando en forma gradual, para cada uno de los 56 quinquenios hidrológicos utilizados.

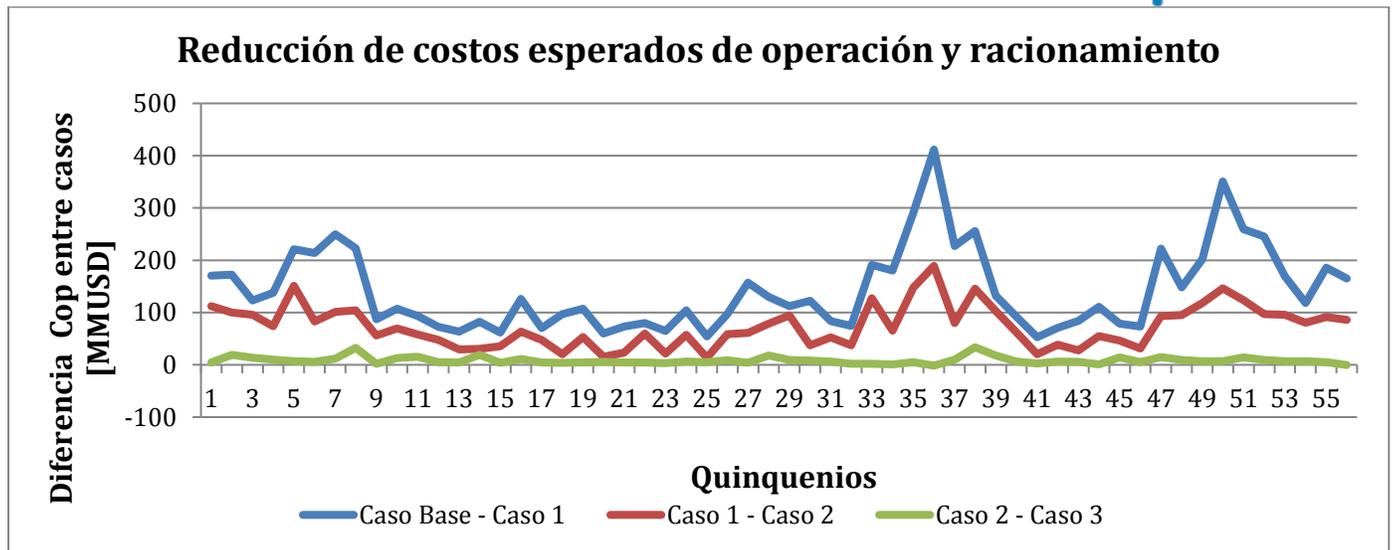


Figura 13: Reducción del Costo esperado de Operación y racionamiento del sistema entre casos.

Se puede observar que el caso 3 (disponibilidad de GNL para centrales San Isidro I, San Isidro II y U16), aporta marginalmente en la reducción de los costos de operación del sistema, con respecto al caso 2 (disponibilidad de GNL para centrales San Isidro I y San Isidro II). De hecho, no implica una reducción de costos para todas las hidrologías consideradas. Por lo tanto, a partir del caso 3, disponer de GNL adicional no incidiría de manera significativa en la reducción de los costos de operación del sistema en el horizonte de 5 años.

Como era de esperar, el escenario de mayores costos de combustibles basados en la proyección que se utiliza en el Informe de precio nudo de corto plazo del segundo semestre del año 2017, los costos de operación son más altos en comparación con el escenario de costos de combustibles descritos en el capítulo 4 del presente informe. Además, en esta situación ya no sería necesaria la operación de central Nueva Renca para disminuir los costos de operación del sistema.

A continuación, se presentan los factores de planta anual promedio de 5 años de las centrales U16, San Isidro I y San Isidro II para las probabilidades de excedencia de @5%, @50% y @95% de los quinquenios:

Prob Exc @5%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	13,34%	15,37%
San Isidro II	20,43%	24,36%
U16	14,24%	20,65%

Prob Exc @50%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	17,93%	22,60%
San Isidro II	30,60%	26,55%
U16	12,69%	19,81%

Prob Exc @95%	Factor de planta promedio anual	Desviación Estándar
San Isidro I	20,07%	24,16%
San Isidro II	35,83%	38,26%
U16	20,68%	28,69%

Tablas 17: Factores de planta de las unidades con disponibilidad de GNL, caso 3.

Terminal GNL	Número de Ciclos Combinados (CC)		
	@5%	@50%	@95%
Mejillones	0,14 CC	0,13 CC	0,21 CC
Quintero	0,34 CC	0,49 CC	0,56 CC

Tablas 18: Factores de planta de los ciclos combinados con GNL por terminal, caso 3.

Para un quinquenio seco de probabilidad de excedencia del orden de @95%, el factor de planta resulta ser el más alto para las 3 centrales. Para este caso, se requeriría un volumen equivalente de 0,5 ciclos combinados en el terminal de Quintero y 0,2 ciclos combinados en el terminal de Mejillones. Por otra parte, en caso de producirse un quinquenio húmedo (@5%) se requeriría un volumen equivalente de 0,35 ciclos combinados en el terminal de Quintero y 0,15 ciclos combinados en el Terminal de Mejillones. No obstante, se requeriría repartir dichos volúmenes en al menos dos Ciclos combinado en el terminal de Quintero y de manera estacional. La generación por año de cada central en este caso es posible verla en el anexo 2 del informe.

Adicionalmente, se aprecia que existe una varianza mayor del factor de planta promedio anual para los años que componen el quinquenio más seco variando entre un 24% y 38% de las centrales abastecidas desde el terminal de Quintero. Mientras que para este mismo escenario la varianza del factor de planta promedio anual para la central abastecida desde el terminal Mejillones es del orden de 30%.

6. ANÁLISIS PRIMER AÑO CALENDARIO (2018)

Para el caso 4 descrito en el capítulo 4 del presente informe, se analiza el primer año calendario, desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2018. Para el 1 de diciembre de 2017 ya existiría la interconexión entre el SIC y el SING, aunque no estaría en operación en toda su extensión la línea Polpaico - Cardones 500 kV. Se estima que para el 1 de julio de 2018 se produciría la entrada en operación del tramo Pan de Azúcar – Polpaico 2X500 kV, por este motivo resulta interesante analizar el año calendario separado en dos semestres, respecto a la generación eléctrica en base a GNL.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento del costo marginal en las barras más importantes del Sistema Eléctrico Nacional considerando el promedio de las hidrologías:

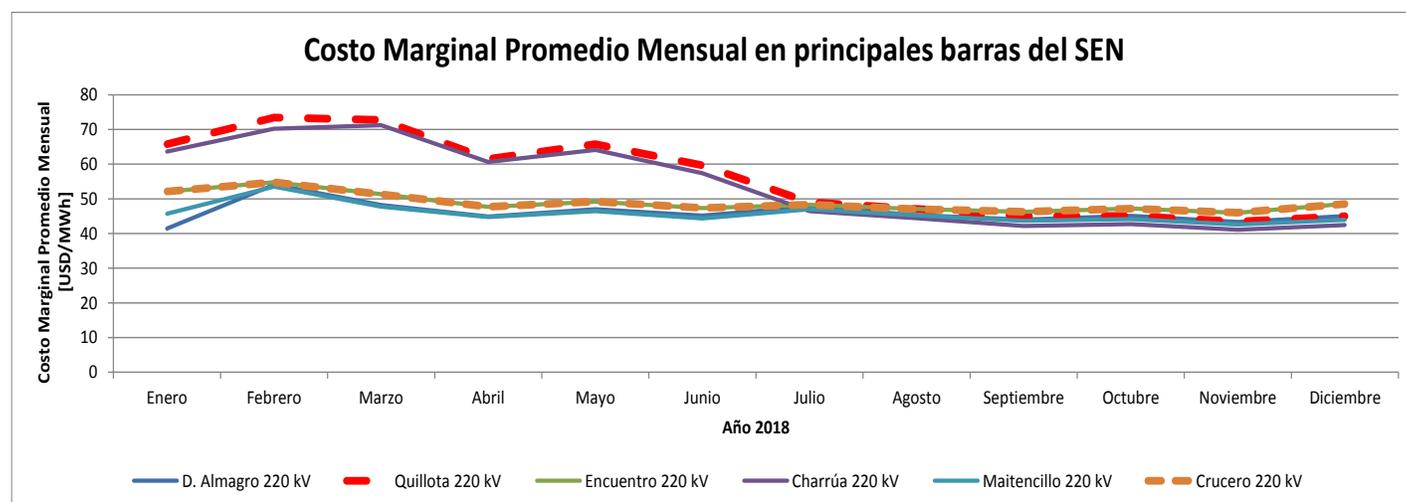


Figura 14: Costos marginales en barras principales del Sistema Eléctrico Nacional.

Del gráfico se observa que las limitaciones en la zona norte impiden la transferencia de energía hacia el sur de Subestación Pan de Azúcar 220 kV para el primer semestre del 2018. El precio de la energía en las barras del norte del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en torno a los 40 y 50 [US\$/MWh].

Los precios al sur de Subestación Pan de Azúcar 220 kV están determinados por la generación térmica, proveniente del GNL y adicionalmente de los embalses. Finalmente, la puesta en servicio de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV acopla el sistema y a partir de ese momento no se presentarían las limitaciones de transmisión hacia al sur de Subestación Pan de Azúcar 220 kV.

Para el análisis del primer año calendario, se presentan por semestre y por probabilidad de excedencia los costos de operación del sistema, en los mismos percentiles considerados en los resultados anteriores:

Primer semestre 2018		Segundo semestre 2018	
Prob. de Excedencia	MMUSD	Prob. de Excedencia	MMUSD
@5%	655,18	@5%	346,89
@50%	754,76	@50%	482,80
@95%	858,44	@95%	825,57

Tablas 19: Costos de Operación para diversas probabilidades de excedencia en el año 2018.

Se presentan los factores de planta para los percentiles @50% y @95%, separados por semestre:

Factor de Planta @50	Primer Semestre 2018	Segundo Semestre 2018
San Isidro I	70,33%	0,00%
San Isidro II	83,41%	0,00%
U16	100,00%	86,96%
Nueva Renca	52,24%	0,00%

Factor de Planta @95	Primer Semestre 2018	Segundo Semestre 2018
San Isidro I	96,39%	0,00%
San Isidro II	99,98%	88,03%
U16	100,00%	86,96%
Nueva Renca	71,11%	55,22%

Tablas 20: Factores de planta de las unidades con disponibilidad de GNL año 2018.

En ambos escenarios hidrológicos (@50% y @95), se observa que para operar de manera económica, el sistema necesita mayor disponibilidad de GNL durante el primer semestre del año 2018, esto debido a las limitaciones de las transferencias en la zona norte del país que se producen previo a la entrada en operación de la línea Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

Para el segundo semestre del año 2018, se disipan las restricciones de transmisión en la zona norte con la entrada en operación de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (1 de julio de 2018) y por lo tanto se puede relajar en cierta medida la disponibilidad de GNL para operar el sistema económicamente.

En particular, se observa que para el primer semestre del año 2018, para una hidrología media (@50%), el nivel de generación eléctrica en base a GNL corresponde aproximadamente a un volumen GNL equivalente para operar 1 ciclo combinado abastecido desde el terminal de Mejillones y 2 ciclos combinados abastecidos desde el terminal de Quintero. En el segundo semestre, para la misma probabilidad de excedencia, se requeriría sólo de 1 Ciclo Combinado abastecido desde el terminal de Mejillones.

Mientras que, para una hidrología seca (@95%), para el mismo primer semestre del 2018, los niveles de generación eléctrica en base a GNL corresponde aproximadamente a un volumen GNL equivalente para operar 1 Ciclo Combinado abastecido desde el terminal de Mejillones y, aproximadamente, 3 Ciclos Combinados abastecidos desde el terminal de Quintero. En el segundo semestre, para la misma probabilidad de excedencia, se requeriría, aproximadamente, 1 Ciclo Combinado abastecido desde el terminal de Mejillones y 1,5 Ciclos Combinados abastecido desde el terminal de Quintero.

7. CONCLUSIONES

En el escenario que considera los costos de combustibles proyectados por el Coordinador y en el que se analizaron los casos de aumento gradual de disponibilidad de GNL para las centrales: San Isidro I, San Isidro II, U16 y Nueva Renca, los resultados muestran que aumentar la disponibilidad de GNL en centrales más allá del caso 4 no produce disminuciones significativas en los costos esperados de operación y racionamiento del sistema.

Al considerar los resultados a partir del caso 4, con los 4 ciclos combinados disponibles, se realizó un análisis en detalle de la operación de los ciclos combinados a través de sus factores de planta de 5 años, obtenidos como el promedio de los factores de planta anual.

Los resultados, en este caso arrojan que el Sistema Eléctrico Nacional debiera disponer de un volumen equivalente para operar con dos ciclos combinados, uno abastecido desde el terminal de Mejillones y aproximadamente 0,5 ciclos combinados para un quinquenio medio o húmedo, mientras que en un quinquenio seco se debiera disponer aproximadamente del equivalente de GNL para operar 1 ciclo combinado desde el terminal de Quintero, cuyo gas debiera ser distribuido estacionalmente durante los años en al menos tres ciclos combinados. Es decir, La operación de los dos ciclos combinados resultantes no implica una operación de base en el sistema. Su operación puede presentar variaciones considerables a lo largo del día, desde operación a plena carga hasta solo generar en horas punta, dependiendo de las condiciones operativas del sistema, la disponibilidad de los diversos recursos de generación y la variación de la demanda.

Adicionalmente, se aprecia que existe una varianza mayor del factor de planta promedio anual para los años que componen el quinquenio más seco (@95%) variando entre un 20% y 35% para las centrales abastecidas desde el terminal de Quintero. Mientras que la varianza del factor de planta promedio anual para la central abastecida desde el terminal de Mejillones es baja debido a que se encuentra a plena carga.

A partir de los resultados de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para el año calendario 2018, se aprecia que la entrada en operación del tramo de línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV es determinante para estimar la generación eléctrica en base a GNL. Lo anterior, dado que la entrada en operación de dicho tramo, permite eliminar en gran parte las restricciones de transmisión que se presentarían hacia el sur de la subestación Pan de Azúcar 220 kV y consecuentemente con ello, disminuir la generación eléctrica en unidades que utilizan GNL, reemplazándola por generación más barata disponible al norte del sistema.

Los costos de operación del sistema en el primer semestre de 2018 son mayores a los del segundo semestre, producto de las restricciones de transferencias ya señaladas. Además, se observa que para el primer semestre del año 2018 el sistema requiere mayor disponibilidad de GNL para operar económicamente.

A partir de estos resultados se observa que en el percentil @95% de probabilidad de excedencia, para el primer semestre de 2018, se requeriría una disponibilidad de 3 ciclos combinados operando con GNL al 100% de su factor de planta y 1 ciclo combinado operando con GNL al 80% de su factor de planta. Mientras que en el segundo semestre se requeriría sólo el equivalente a un volumen de GNL para operar aproximadamente 1,5 ciclos combinados abastecidos desde el terminal de Quintero y 1 Ciclo Combinado desde el terminal de Mejillones.

Asimismo, para un percentil @50% de probabilidad de excedencia, la diferencia es aún más significativa, dado que para el primer semestre de 2018 se necesitaría disponer de tres ciclos combinados abastecidos desde el terminal Quintero, con factores de planta de 70%, 83% y 52% para San Isidro 1, San Isidro 2 y Nueva Renca respectivamente (ver tabla 20), mientras que para el segundo semestre en este caso no se requeriría de generación GNL para dicho terminal y sólo se requeriría una generación con un factor de planta de alrededor de 86% para la central U16, la cual dispone de GNL más económico que el resto de las centrales, incluso bajo el precio del carbón en algunos casos.

En el escenario de sensibilidad estudiado en el capítulo 5, con precios proyectados más altos para los costos de GNL y de Diésel, se observan costos de operación mayores para los casos estudiados y consecuentemente menores factores de planta promedio anual para el caso 3 de las centrales San Isidro I, San Isidro II y U16.

A partir de lo anterior, se observa la alta sensibilidad de que tiene el costo del GNL en el Sistema Eléctrico Nacional y su utilización para generación eléctrica dependerá del costo relativo que tenga el GNL en relación a los demás combustibles, en especial el carbón y el diésel.

Finalmente se debe destacar que los resultados obtenidos están en función de condiciones esperadas y están sujeto a las distintas variables que inciden en la operación económica del sistema, como por ejemplo, los costos de combustibles proyectados, la aleatoriedad hidrológica, la demanda eléctrica, entradas en operación de las diversas obras en construcción del sistema, mantenimientos de equipos y limitaciones de transmisión.

Anexo 1:
Generación mensual con GNL
Caso 4 Capítulo 4

Caso 4 del Capítulo 4

Año Hidrológico	Central	Probabilidad de Excedencia @5%				Probabilidad de Excedencia @50%				Probabilidad de Excedencia @95%			
		SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]
2017-2018	Septiembre	0	154.8	0	141.2	0	154.8	0	141.2	0	154.8	0	141.2
	Octubre	0	32.7	0	55.7	0	0	0	0	0	0	0	43.2
	Noviembre	0	14.5	0	4.1	7.6	26.6	0	7.4	2.2	26.6	0	7.4
	Diciembre	0	39.9	246.8	123.6	155.6	235.3	246.8	198.7	0	240.7	246.8	223.2
	Enero	125.8	272.7	246.8	34.8	158.4	275	246.8	35.6	149.7	277.5	246.8	34.8
	Febrero	207.4	250.6	222.9	14.9	214.7	250.6	222.9	14.9	199	250.6	222.9	14.9
	Marzo	226.5	277.4	246.8	223.8	237.6	277.4	246.8	230.8	235.4	277.4	246.8	227.4
2018-2019	Abril	191.3	268.4	238.8	195.9	112.1	268.4	238.8	172.4	191.7	268.4	238.8	198.8
	Mayo	0	0	246.8	0	0	145.1	246.8	0	237.6	277.4	246.8	230.8
	Junio	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	230	268.4	238.9	223.2
	Julio	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	237.6	277.4	246.8	216
	Agosto	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	83.8	277.4	246.8	220.3
	Septiembre	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0	119.9	134.4	238.8	52.1
	Octubre	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	30.7	214.7	246.8	230.8
	Noviembre	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	0	268.4	238.9	95.7
	Diciembre	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0	20.6	277.5	55.8	138.2
	Enero	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0.7	277.5	246.8	37.9
	Febrero	0	0	222.9	0	0	0	222.9	0	31.1	250.6	222.9	17.6
	Marzo	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	169.3	277.4	246.8	127.8
2019-2020	Abril	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0
	Mayo	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Junio	0	0	238.9	0	0	150.7	238.9	0	0	150.7	238.9	0
	Julio	0	0	246.8	0	99	277.4	246.8	67.3	99	277.4	246.8	67.3
	Agosto	0	0	246.8	0	0	227.9	246.8	0	0	227.9	246.8	0
	Septiembre	0	0	238.8	0	8.7	134.4	238.8	0	8.7	134.4	238.8	0
	Octubre	0	0	246.8	0	0	70.5	246.8	0	0	70.5	246.8	0
	Noviembre	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0
	Diciembre	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0
	Enero	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Febrero	0	0	230.8	0	0	26.5	230.8	0	0	26.5	230.8	0
	Marzo	0	0	246.8	0	0	173.3	246.8	0	0	173.3	246.8	0
2020-2021	Abril	0	0	238.8	0	0	50.2	238.8	0	0	0	238.8	0
	Mayo	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Junio	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0
	Julio	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Agosto	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Septiembre	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0
	Octubre	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Noviembre	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0
	Diciembre	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0

Año Hidrológico	Central	Probabilidad de Excedencia @5%				Probabilidad de Excedencia @50%				Probabilidad de Excedencia @95%			
		SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	Nrenca [GWh]
	Enero	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Febrero	0	0	222.9	0	0	5.3	222.9	0	0	0	222.9	0
	Marzo	0	0	246.8	0	0	2.5	246.8	0	0	0	246.8	0
2021-2022	Abril	0	22.5	238.8	0	0	155.1	238.8	0	0	0	238.8	0
	Mayo	82.4	277.4	246.8	35.7	0	0	246.8	0	0	9.9	246.8	0
	Junio	0	122	238.9	0	0	0	238.9	0	43.2	268.4	238.9	57.9
	Julio	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	219.6	277.4	246.8	197.9
	Agosto	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	250.9	246.8	0
	Septiembre	0	0	238.8	0	0	0	238.8	0	118.8	134.4	238.8	28.4
	Octubre	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Noviembre	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0	0	0	238.9	0
	Diciembre	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0	0	0	55.8	0
	Enero	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0	0	0	246.8	0
	Febrero	0	0	222.9	0	0	18.3	222.9	0	0	31.5	222.9	0
	Marzo	0	50	246.8	0	0	121.5	246.8	0	0	169.4	246.8	0
	Total	833.4	1782.9	11830.8	829.7	993.7	3046.8	11830.8	868.3	2428.6	6499.7	11830.8	2832.8

Anexo 2:
Generación mensual con GNL
Caso 3 Capítulo 5

Caso 3 del Capítulo 5

Año Hidrológico	Central	Probabilidad de Excedencia @5%			Probabilidad de Excedencia @50%			Probabilidad de Excedencia @95%		
		SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]
2017-2018	Septiembre	0	160.3	0	0	160.3	0	0	160.3	0
	Octubre	0	0	0	8.3	36.3	0	0	0	0
	Noviembre	0	21.3	0	7.6	26.6	0	0	14.5	0
	Diciembre	0	138.6	0	209.2	277.6	0	0	0	0
	Enero	157.8	271.4	179.4	236.7	277.5	179.4	157.8	270	179.4
	Febrero	213.6	250.6	121.4	213.6	250.6	121.4	213.6	250.6	121.4
	Marzo	236.6	277.4	134.5	236.6	277.4	134.5	236.6	277.4	134.5
2018-2019	Abril	226.5	268.4	117.4	229.1	268.4	117.3	229.1	268.4	118.3
	Mayo	236.6	277.4	134.5	236.6	277.4	134.5	236.6	277.4	134.5
	Junio	0	0	119.2	0	0	101	229.1	268.4	130.1
	Julio	0	0	134.2	0	0	46.9	236.6	277.4	179.3
	Agosto	0	0	113.3	0	0	38.9	185.1	277.4	179.3
	Septiembre	0	0	24.3	0	0	16.3	189.8	134.4	173.5
	Octubre	0	0	67.6	0	0	39.3	30.5	214.7	179.3
	Noviembre	0	0	22.3	0	0	21.8	0	268.4	173.5
	Diciembre	0	0	23.4	0	0	14.2	160.3	277.5	40.5
	Enero	0	0	0	0	0	0	0	260.5	127.1
	Febrero	0	0	0	0	0	0	0	250.6	121.4
	Marzo	0	0	0	0	0	0	0	269.2	134.5
	2019-2020	Abril	0	0	0	0	0	0	0	0
Mayo		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Junio		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Julio		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agosto		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octubre		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enero		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo		0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020-2021		Abril	0	69.7	0	0	0	0	0	0
	Mayo	237.6	277.4	0	0	0	0	0	0	0
	Junio	0	239.4	0	42.5	248.7	0	0	88.6	0
	Julio	119	277.4	0	0	247.9	0	216	277.4	0
	Agosto	0	0	0	0	137	0	0	133.4	0
	Septiembre	0	0	0	13.9	134.4	0	49.3	134.4	0
	Octubre	0	0	0	0	0	0	0	67.6	0
	Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Año Hidrológico	Central	Probabilidad de Excedencia @5%			Probabilidad de Excedencia @50%			Probabilidad de Excedencia @95%		
		SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]	SI1 [GWh]	SI2 [GWh]	U16 [GWh]
	Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Febrero	0	0	0	0	0	0	0	58.4	0
	Marzo	0	0	0	0	0	0	0	246.9	0
2021-2022	Abril	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mayo	0	0	0	75.4	243.4	0	0	0	0
	Junio	0	0	0	0	196	0	0	0	0
	Julio	0	0	0	185	277.4	0	0	0	0
	Agosto	0	0	0	10.6	277.4	0	0	0	0
	Septiembre	0	0	0	146.5	134.4	0	0	103.2	0
	Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Febrero	0	0	0	0	136	0	0	0	0
	Marzo	0	0	0	0	171	0	0	24.1	0
	Total	1427.7	2529.3	1191.5	1851.6	4055.7	965.5	2370.4	5151.1	2126.6

Anexo 3:
Generación mensual con GNL
para las hidrologías históricas obtenidas del
modelo PLP para caso 4 (ver archivo Excel
junto al presente informe)

Anexo 4:

Archivos de entrada al modelo PLP y
Archivos de salida del modelo PLP para cada
una de las simulaciones realizadas
(archivo adjunto al presente informe en
formato .Zip)