

ANT.: Investigación sobre las condiciones de acceso y competencia en el mercado eléctrico de la zona central de Chile. Rol N° 2357-15 FNE.

MAT.: Informe de archivo.

Santiago, 15 de julio de 2021.

A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO
DE : JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS

Por la presente vía, se presentan las conclusiones de la investigación del Antecedente, recomendando al señor Fiscal su archivo en virtud de las consideraciones que a continuación se exponen:

I. ANTECEDENTES

1. La presente investigación, iniciada de oficio, surgió para indagar los eventuales efectos anticompetitivos en el mercado eléctrico derivados de las condiciones de comercialización de gas natural licuado regasificado (“GNLR”) en la zona central del país¹.
2. Los costos declarados de los combustibles determinan los costos de la energía de cada unidad en el sistema, por lo que la modificación de dichas declaraciones puede afectar las condiciones de despacho y la valorización de las inyecciones y retiros de todos los agentes que participan en él, así como a los clientes cuyos contratos se encuentran indexados a los precios declarados de combustibles.

¹ En particular, la investigación usó como modelo, para la zona central del país, los análisis realizados en la investigación Rol N° 2277-14 FNE, la que trataba de las condiciones de comercialización en los mercados del GNLR y de electricidad de la zona norte de Chile, en la que se evaluó, entre otros aspectos, la relación entre los mercados de combustibles, en particular de carbón y de gas, con el mercado de generación eléctrica.

3. Producto de lo señalado, principalmente se intentó dilucidar la posible existencia de incentivos por parte de las empresas generadoras de electricidad para utilizar estratégicamente sus declaraciones de disponibilidad de GNLR, pudiendo eventualmente aumentar los costos del sistema.
4. En este contexto, las principales hipótesis que se analizaron fueron (i) eventuales declaraciones de disponibilidad de GNLR hechas con el objeto de afectar los costos marginales del sistema y (ii) el posible uso ineficiente de centrales a ciclo combinado. En este sentido, la investigación se centró en definitiva en dos circunstancias específicas: (i) la compraventa de GNLR entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“ENDESA Chile” o “ENDESA”)² y Colbún S.A. (“Colbún”) de julio de 2014 y (b) el cambio de disponibilidad de GNLR de ENDESA para la central de ciclo combinado de Nueva Renca, durante junio de 2015.
5. Por otra parte, durante el curso de la investigación -en los meses de junio, julio y agosto del año 2016- comenzaron las exportaciones de GNLR hacia Argentina, las cuales se han repetido en los años siguientes. Estas exportaciones son realizadas de manera conjunta por parte de los únicos importadores de gas natural licuado (“GNL”) en la zona central, a saber ENDESA, Empresa Nacional del Petróleo (“ENAP”) y Aproveccionadora Global de Energía S.A. (“AGESA”)³.

² Actualmente Enel Generación Chile S.A. (“Enel”).

³ Durante el año 2016, Metrogas aprobó su división en dos sociedades con el objeto de separar la actividad de aprovisionamiento de gas y la de distribución de gas natural al consumidor final. Como consecuencia de ello, se creó una nueva sociedad denominada Aproveccionadora Global de Energía S.A. (“Aproveccionadora Global de Energía” o “AGESA”), a la que se le asignaron todos los activos relacionados con el negocio de aprovisionamiento de gas. Dentro de dichos activos, se encuentra el mandato que -junto con Enel- se otorgó a ENAP para llevar adelante la exportación de gas a Argentina, tal como se verá más adelante en este Informe. En consideración de lo anterior, la empresa que participó en la exportación de gas natural hacia Argentina efectuada en conjunto con ENAP y Enel fue Aproveccionadora Global de Energía. Respuesta de Aproveccionadora Global de Energía, recibida con fecha 23 de enero de 2017.

6. Atendidos los potenciales riesgos anticompetitivos que se podían derivar de la exportación conjunta de GNLR, también se analizó en la presente investigación.

II. ANÁLISIS

1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y ASPECTOS DE LIBRE COMPETENCIA

7. La normativa eléctrica se caracteriza por buscar que el costo de abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada⁴. Este esquema regulatorio establece que la energía demandada sea producida y despachada por las unidades generadoras, por regla general, en orden de costo variable de operación⁵ hasta satisfacer la demanda del mercado, lo cual es dirigido por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“el Coordinador” o “CEN”)^{6 7}.

⁴ Conforme a lo establecido en el artículo 225, letra r) del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, “LGSE”), la confiabilidad se define como la “*calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio*”.

⁵ Como se verá, cabe hacer presente que el costo marginal del sistema se calcula en base al costo variable de operación. En efecto, el procedimiento “*Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía*” (Resolución Exenta N° 669, de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), de 21 de noviembre de 2017), en su artículo 13, señala que el costo marginal horario del sistema eléctrico corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable, que cumpla simultáneamente con que la unidad no se encuentre operando a mínimo técnico ni que se encuentre operando por orden económico.

⁶ Este organismo fue creado en virtud de la Ley N° 20.936, publicada con fecha 20 de julio de 2016, que “*Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional*”. Cabe señalar que el CEN es continuador y asume las tareas realizadas anteriormente por los centros de despacho económico de carga del sistema interconectado del norte grande (“CDEC-SING”) y de la zona central (“CDEC-SIC”), las que están actualmente reunidas en un sistema eléctrico nacional, unificado e interconectado, tal como lo establece la LGSE, en su artículo 212-1, inciso 1°. De esta manera, en este Informe se hará referencia como “Coordinador”, tanto al actual CEN como al extinto CDEC-SIC.

⁷ Dentro de las labores principales que realiza el Coordinador se encuentran, además de coordinar el sistema eléctrico nacional, realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, las que deben sujetarse a ella (artículo 72, inciso 2°, de la LGSE). Asimismo, artículo 72-3 de la Ley establece que le corresponde efectuar la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que debe calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes

8. El costo variable de las unidades generadoras térmicas es calculado por el CEN, considerando el costo de adquisición de los combustibles, el consumo específico neto de cada unidad y los costos variables provenientes de fuentes no combustibles. Los costos de combustible deben ser informados por las empresas generadoras a la Dirección de Operaciones (“DO”) del CEN, para cada una de sus unidades, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento⁸.
9. La DO del CEN es la encargada de calcular, para cada hora de operación, el costo marginal instantáneo de la energía en todas las barras o puntos de retiro del sistema⁹. Éste se define como el mínimo costo variable de operación en que debería incurrir el sistema para suministrar una unidad adicional de energía, lo que corresponde generalmente a un valor igual al costo variable de la central más costosa que esté operando¹⁰. Así, en ese caso, el costo de la última central en despachar será el que se utiliza para valorizar las transferencias entre empresas generadoras.
10. Bajo nuestro esquema regulatorio, en condiciones óptimas del sistema la energía demandada es producida y despachada en orden de eficiencia productiva hasta satisfacer la demanda del mercado. De este modo, el nivel

de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios y uso de los sistemas de transmisión.

⁸ Procedimiento "*Declaración y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional*" (Resolución Exenta N° 669, de la CNE, de 21 de noviembre de 2017).

⁹ Procedimiento "*Cálculo de costos marginales para transferencias de energía*" (Resolución Exenta N° 669, de la CNE, de 21 de noviembre de 2017).

¹⁰ El Decreto Supremo N° 125, del Ministerio de Energía, publicado con fecha 20 de diciembre de 2019, que contiene el Reglamento de la operación y coordinación del Sistema Eléctrico Nacional, establece en su artículo 164 que el costo marginal de energía para cada barra se entenderá como "*(...) aquel costo, incluida la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente*".

de uso de las distintas centrales o factor de planta¹¹ depende de su orden de despacho, según sus costos variables de generación y de la factibilidad técnica de operación¹².

11. Ahora bien, este sistema podría verse afectado en presencia de circunstancias que pudieran alterar el normal funcionamiento del mercado, incidiendo de paso sobre su intensidad competitiva. En el contexto del segmento de generación, el CEN ha considerado que las principales situaciones de afectación a la libre competencia que podrían darse son la manipulación de la oferta de centrales y de los precios de combustibles¹³.
12. En términos simples, la primera situación implicaría que una empresa generadora indispusiera o subutilizara una unidad, o parte de su capacidad, con el fin de desplazar la curva de oferta hacia la izquierda respecto a su posición original y, de esta manera, aumentar los costos marginales del sistema, alterando así el equilibrio competitivo de corto plazo y obteniendo, eventualmente, rentas sobrenormales¹⁴. La segunda situación, a su vez, podría darse principalmente si las empresas generadoras modificaran el precio declarado del combustible utilizado para generación, aumentando el costo de dicho insumo y, eventualmente, el costo variable de las centrales¹⁵.

¹¹ El factor de planta se calcula como la energía efectivamente generada dividido por la energía máxima factible de generar en un cierto período de tiempo (mensual, anual, etc.). La energía máxima factible se calcula como la potencia instalada neta de la central, multiplicado por las horas del período correspondiente.

¹² Así por ejemplo, el factor de planta de una central disminuye producto de mantenciones de las instalaciones. Asimismo, en el caso de centrales de generación eólicas y solares el factor de planta es menor producto de la intermitencia de la generación.

¹³ Informe monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico de Chile, del CEN, año 2018, 31 de mayo de 2019, p. 22 y ss.; año 2019, 31 de marzo de 2020, p. 20 y ss.; año 2020, 31 de marzo de 2021, p. 59 y ss.

¹⁴ En particular para el mercado eléctrico chileno, al tratarse de costos auditados, esta situación podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo, no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control ("CDC") del Coordinador. Informe monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico de Chile 2018, CEN, 31 de mayo de 2019, p. 22.

¹⁵ Dicha situación podría ocurrir, por ejemplo, en caso de ocurrir transferencias de dicho combustible entre empresas relacionadas que ocasionaran un aumento de su valor. Por otra parte, se debe considerar que, de acuerdo con la Resolución Exenta N° 669, de 2017, de la CNE, que fija el procedimiento "*Declaración y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades*

13. En definitiva, en el mercado eléctrico resulta fundamental que las señales de precios sean un reflejo de una verdadera escasez de energía y no sean el resultado, por el contrario, de la ejecución de conductas estratégicas por parte de empresas generadoras.

2. POSIBLE USO ESTRATÉGICO DE DECLARACIONES DE GNLR

A. Etapa inicial de la investigación

14. Como fue señalado y de forma coherente con lo que actualmente supervigila el CEN en su actividad de monitoreo de la competencia, las hipótesis principales que se analizaron durante el curso de la presente investigación fueron las decisiones de disponibilidad de GNLR que pudieran afectar los costos marginales del sistema y el posible uso ineficiente de centrales a ciclo combinado.
15. Para efectos de indagar estas hipótesis, se solicitaron antecedentes pormenorizados al Coordinador¹⁶. Asimismo, se solicitó a las empresas coordinadas información general sobre el funcionamiento del sistema¹⁷.
16. Posteriormente, se solicitó información específica a AES Gener S.A. (“AES Gener”), ENDESA y Colbún¹⁸, en particular sobre la negociación de contratos

generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional”, el costo de combustible que las empresas deben declarar debe incluir solo componentes variables y, por ende, no se deben internalizar costos fijos. Por lo tanto, también se podrían manipular los precios intentando incluir costos fijos como costos variables, con el fin de elevar el valor del combustible declarado y, como consecuencia de ello, aumentar el costo variable total de las centrales afectadas. Informe monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico de Chile, del CEN, año 2018, 31 de mayo de 2019, p. 23, y año 2020, 31 de marzo de 2021, p. 60.

¹⁶ Oficio Ord. FNE N° 1416-15, de fecha 1 de octubre de 2015 y Oficio Ord. FNE N° 0090-16, de fecha 22 de enero de 2016.

¹⁷ Oficio Circular Ord. FNE N° 0034-15, de fecha 1° de octubre de 2015. En específico, las empresas consultadas fueron AES Gener, Colbún, Duke Energy, Endesa, Enlasa, Guacolda y Pehuenche.

¹⁸ Oficios Ord. FNE N° 0182-16, 0183-16 y 0184-216, respectivamente, todos ellos de fecha 4 de febrero de 2016.

con otras empresas y todas las comunicaciones sostenidas con relación a los contratos de compraventa de energía, carbón y GNLR, y también sobre arriendo de centrales¹⁹. Finalmente, se solicitó información sobre el porcentaje de energía vendida a clientes que está indexada a costo marginal²⁰, así como antecedentes sobre sus contratos con los clientes libres²¹.

17. Con objeto de indagar las hipótesis de la investigación, se efectuó un análisis detallado de los antecedentes solicitados al Coordinador y a las empresas generadoras, como asimismo, en la medida que el análisis de cada situación de interés lo ameritara, un examen de las comunicaciones intercambiadas entre todos ellos en la época de las operaciones analizadas²².

18. Conforme con la exposición precedentemente realizada, respecto de la necesidad inicial de recabar antecedentes que permitieran comprender el funcionamiento del mercado y el rol que cada actor tiene en él, el análisis se concentró (i) en la compraventa de GNLR entre ENDESA y Colbún de julio de 2014 y (ii) en el cambio de disponibilidad de GNLR de ENDESA para la central de ciclo combinado de Nueva Renca, durante junio de 2015. La descripción de ellas y del análisis realizado por esta División se realiza a continuación.

¹⁹ Cabe hacer presente que las empresas consultadas respondieron por medio de cartas remitidas a esta Fiscalía en marzo del año 2016.

²⁰ Oficios Ord. N° 1582-16, 1583-16, 1584-16, 1585-16, 1586-16, 1587-16 y 1588-16, dirigidos a Enlasa, Endesa, Duke Energy, Guacolda, Colbún, AES Gener y Pehuenche, respectivamente, todos ellos de fecha 22 de agosto de 2016.

²¹ Cabe hacer presente que las empresas consultadas respondieron por medio de cartas remitidas a esta Fiscalía en septiembre del año 2016.

²² Posteriormente, se solicitó al propio Coordinador la realización de varias simulaciones referidas a escenarios tanto reales como hipotéticos en relación con los precios del GNLR y su relación con los costos de producción de la energía eléctrica. En este sentido, es pertinente hacer presente que las solicitudes de simulaciones por esta Fiscalía fueron realizadas por medio de los Oficios Ord. N° 1123, de fecha 25 de mayo 2017, N° 2193, de fecha 23 de octubre de 2017 y N° 0182, de fecha 24 de enero de 2018, y que las respuestas del Coordinador fueron recibidas por medio de cartas de fecha de 28 de junio de 2017, 7 de diciembre de 2017 y 9 de marzo de 2018, respectivamente.

B. Compraventa de GNLR entre ENDESA y Colbún de julio de 2014

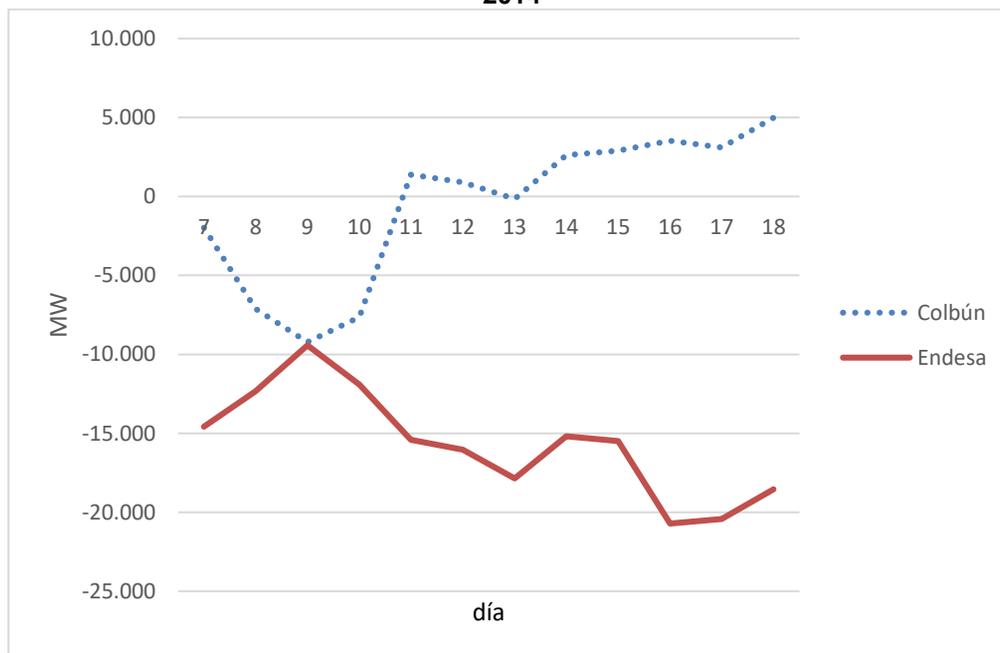
19. En este caso, se analizó si esta compraventa de GNLR se había realizado con el objetivo de elevar los costos de funcionamiento del sistema eléctrico, ya que durante el período en que ella se desarrolló los costos marginales del sistema se mantuvieron más altos que los proyectados. Por lo tanto, se intentó dilucidar si se había producido el alza a causa de este contrato y si las partes podrían haber obtenido algún beneficio de dicha situación²³. No obstante, del análisis que se expone a continuación, se puede concluir que la operación no habría perjudicado al sistema y que las partes no tenían dicho incentivo.
20. Con fecha 10 de julio de 2014, Colbún adquirió GNLR mediante un contrato de compraventa a ENDESA, en virtud del cual la central de ciclo combinado Nehuenco II pasó a operar con gas proveniente de la central San Isidro II, de propiedad de ENDESA, y esta última pasó a operar con diésel, entre los días 10 y 15 de julio de 2014, ambos días inclusive²⁴.
21. Pues bien, al examinar esta compraventa, se pudo constatar que tuvo su origen en una falla del motor de inyección de alta presión de combustible líquido de la central Nehuenco II, producto de lo cual quedó imposibilitada para operar con diésel, no contando en ese momento con suministro de GNLR. El interés de Colbún en adquirir el gas se debía a su necesidad de obtener dicho combustible para operar su central Nehuenco II, por lo que la operación tuvo una justificación razonable.

²³ En particular, ya que, como se verá, la central San Isidro II (de Endesa) pasó a operar con diésel, que es un combustible más costoso que el GNLR. Esto podría incidir en un aumento de los costos de funcionamiento del sistema eléctrico.

²⁴ En específico, entre las 18:00 horas del día 10 de julio de 2014 y las 06:00 horas del día 15 de julio de 2014.

22. Al momento de la operación, ENDESA contaba con una posición deficitaria en el balance de inyecciones y retiros, por lo que no es posible concluir que haya tenido como objetivo aumentar los costos marginales del sistema -ya que en tal caso, hubiera tenido que adquirir dicha energía a un mayor precio²⁵-.

Gráfico N° 1
Balance de Inyecciones y Retiros para Colbún y ENDESA entre los días 10 y 15 de julio de 2014

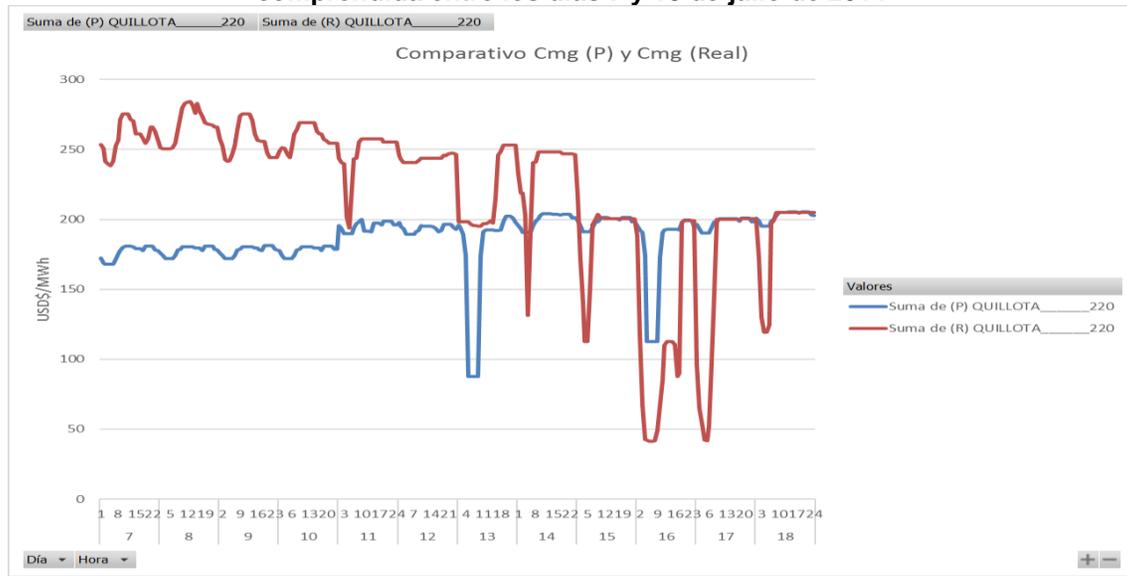


Fuente: Elaboración propia en base a información aportada por el CEN en la presente investigación.

23. Por otra parte, respecto del posible efecto de la operación en los costos marginales, del análisis efectuado en forma detallada por día y por hora en el Gráfico N° 2, se puede observar que los costos marginales reales se encontraban por sobre los proyectados *antes* de efectuarse la operación -los días 10 y 15 de julio de 2014-, por lo que no es posible concluir que dicho incremento haya tenido como causa el acuerdo de compraventa de GNLR entre ENDESA y Colbún.

²⁵ Cabe señalar que, respecto del GNLR, la operación resultó favorable a Endesa ya que obtuvo rentas por el margen de venta de dicho combustible.

Gráfico N° 2
Comparación de los costos marginales reales y proyectos por día y por hora para la semana comprendida entre los días 7 y 18 de julio de 2014



Fuente: Elaboración propia en base a información aportada por el CEN en la presente investigación.

24. Por lo expuesto, se concluye que la operación analizada tuvo una justificación razonable para ser celebrada, no se observa que producto de ella necesariamente hayan aumentado los costos del sistema, ni tampoco es posible concluir que era ese fin el que las partes buscaban con su celebración. Por lo tanto, no se ha considerado necesario recomendar a este respecto la realización de acciones posteriores por parte de esta Fiscalía.

C. Disponibilidad de GNLR de ENDESA para la central Nueva Renca en junio de 2015

25. En este caso, se analizó si el cambio de la disponibilidad de GNLR de ENDESA para la central Nueva Renca se debió a una conducta que buscara aumentar los costos marginales del sistema. Del análisis realizado, se concluyó que no hubo un aumento relevante de tales costos y que ENDESA no tenía incentivos para ese fin.

26. En diciembre de 2014, ENDESA informó al CDEC-SIC²⁶ que había celebrado un contrato de arriendo de la unidad Nueva Renca, de propiedad de AES Gener²⁷, que permitía a ENDESA generar energía con GNLR propio. En los períodos en que ENDESA no entregara GNLR a la central Nueva Renca, AES Gener podía utilizarla con otro combustible o fuente de GNLR.
27. En marzo de 2015, ENDESA informó a la DO del CDEC-SIC la disponibilidad de GNLR para las centrales de San Isidro 1, San Isidro 2, Quintero 1A y 1B²⁸. Asimismo, agregó a continuación en esa misma comunicación que dicho gas podría también ser utilizado en la central Nueva Renca.
28. Ahora bien, varias semanas después, con fecha 6 de junio de 2015, el CDEC-SIC publicó su programa de operación semanal, en la que el orden de mérito de despacho en función de la demanda del SIC fue el siguiente de más a menos conveniente: Nueva Renca, San Isidro 2, Quintero 1A y, finalmente, Quintero 1B.
29. Luego, el miércoles 10 de junio de 2015, para efectos de la programación semanal a emitirse el día 12 de junio, ENDESA informó a la DO la suspensión del arriendo de la central Nueva Renca, a contar de las 00:00 horas del 12

²⁶ Mediante carta GC-N° 0174, de 18 de diciembre de 2014.

²⁷ Actualmente esta central es de propiedad de Andes Mining & Energy Corporate SpA ("AME") y Electricité de France S.A. ("EDF"). En efecto, AES Gener y Norgener Foreign Investment SpA ("Norgener") vendieron a Generadora Metropolitana SpA ("GM") su participación en la Sociedad Eléctrica Santiago SpA ("ESSA"), operadora de las centrales Renca, Nueva Renca, Santa Lidia y Los Vientos.

GM es 100% propiedad de Central El Campesino S.A., la que a su vez es de propiedad de AME y EDF, teniendo éstas una participación del 50% respectivamente.

Al ser todas estas sociedades agentes en el mercado de generación eléctrica nacional, la FNE analizó esta operación por medio de la investigación Rol FNE F-107-2017, de la División de Fusiones, concluyendo que ella no resultaba apta para reducir sustancialmente la competencia en los mercados, aprobándola en forma pura y simple por medio de resolución de fecha 8 de febrero de 2018.

²⁸ Mediante carta GC-N° 0039, de 31 de marzo de 2015. De las cifras señaladas en ella, se desprende que Endesa dispondría para el mes de junio de 140,2 MMm³ (millones de metros cúbicos) de gas natural.

de junio de 2015, estimando preliminarmente que dicha suspensión se prolongaría por una semana.

30. El mismo 10 de junio de 2015, la DO del CDEC-SIC²⁹ solicitó a ENDESA entregar mayores antecedentes respecto de su decisión de suspender el arriendo de la central Nueva Renca, toda vez que dicha decisión modificaba el despacho económico del sistema³⁰. Al día siguiente, el 11 de junio de 2015, ENDESA respondió³¹ informando a la DO que no tenía GNLR disponible para ser utilizado en la central Nueva Renca. Ese mismo día, AES Gener informó el costo variable de la central Nueva Renca utilizando combustible diésel.
31. Con esta información, con fecha 12 de junio de 2015, el CDEC-SIC publicó su programa de operación semanal, siendo el nuevo orden de mérito el siguiente de más a menos conveniente: San Isidro 2, San Isidro 1, Quintero 1A, Quintero 1B y Nueva Renca. Finalmente, la central Nueva Renca volvió a operar con GNLR proveído por ENDESA con fecha 17 de junio de 2015, pasadas las 08:00 horas.
32. El 23 de junio de 2015³², la DO solicitó a ENDESA información respecto de la disponibilidad de GNLR para la central Nueva Renca y, en particular, un informe justificativo sobre lo ocurrido.
33. El 25 de junio de 2015³³, ENDESA dio respuesta explicando la naturaleza del arriendo de Nueva Renca³⁴. Asimismo, respecto de la disponibilidad de GNRL, explicó que en marzo de 2015³⁵ no había informado disponibilidad

²⁹ Carta D.O. N° 0706/2015.

³⁰ Ese mismo día (10 de junio de 2015), AES Gener confirmó lo informado por Endesa mediante carta MOEN 063-2015 y solicitó incluir esta información en la programación de la operación.

³¹ Carta GC-N°0069.

³² Carta D.O. N° 0753/2015.

³³ Carta GC-N°0076.

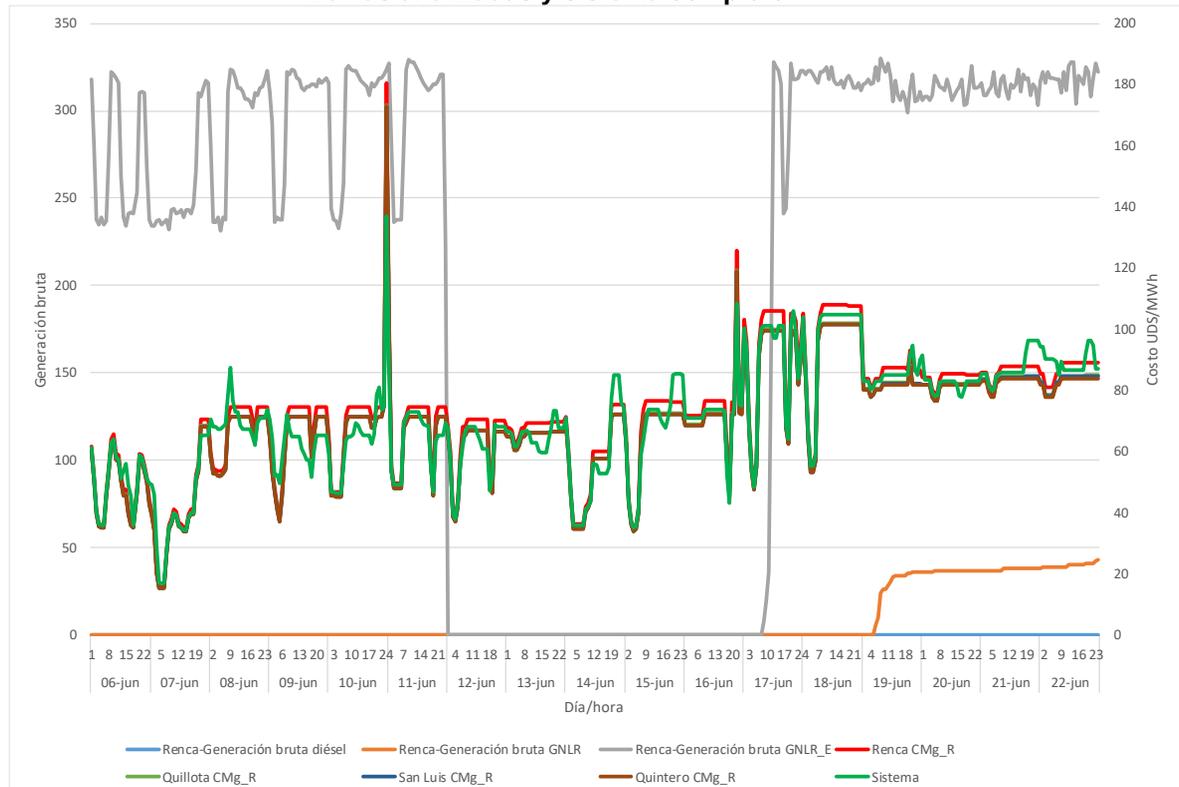
³⁴ En particular, que en los períodos en que Endesa no entregara GNLR a la central Nueva Renca, AES Gener podía utilizarla con otro combustible o fuente de GNLR.

³⁵ La ya referida carta GC-N° 0039/2015 del 31 de marzo de 2015.

plena de GNLR en la central Nueva Renca, ya que había señalado que “(...) este volumen también podrá ser utilizado en Nueva Renca”, y que la información de disponibilidad de GNLR se fue adecuando en la medida que se tuvo mejor información del stock disponible, recepciones futuras y consumos estimados.

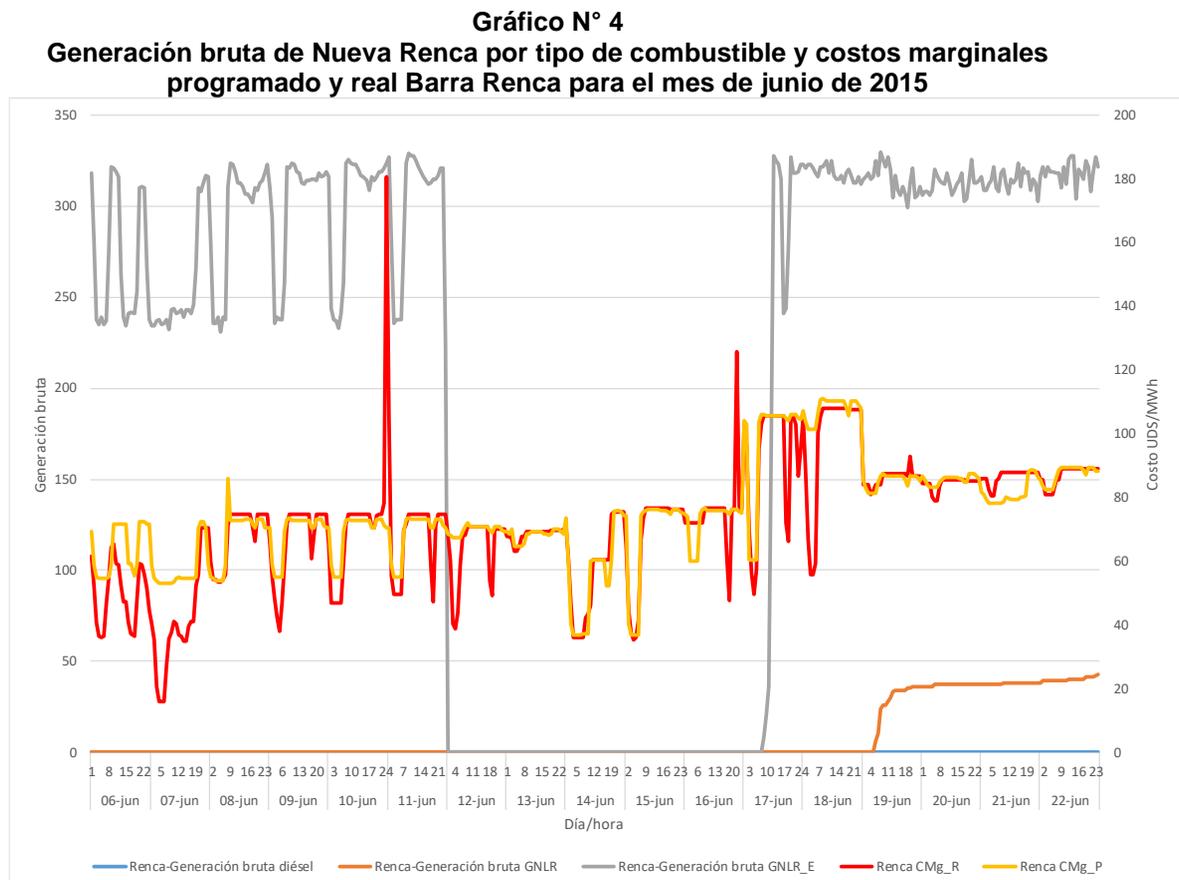
34. Considerando la programación efectuada por el CDEC-SIC para la semana comprendida entre los días 6 y 12 de junio, se observa que la unidad Nueva Renca era la central que presentaba el menor costo variable total, siendo, por tanto, la central más eficiente para operar del sistema. Dado esto, se hubiera esperado que su salida momentánea -entre los días 12 y 17 de junio- produjera un aumento de los costos marginales de operación del sistema. Sin embargo, tal como se observa en el Gráfico N° 3, dicha salida no generó un incremento significativo en dicho costo.

Gráfico N° 3
Generación bruta de Nueva Renca por tipo de combustible y costo marginal real para el mes de junio 2015
Barras analizadas y sistema completo



Fuente: Elaboración propia en base a información aportada por el CEN en la presente investigación.

35. En el mismo sentido, al observarse las curvas de costo marginal programado (semanal) y la realmente ocurrida, en específico para la Barra Renca, en la que opera la central en cuestión, en junio de 2015, se concluye que no hay diferencias significativas de costos durante el periodo en estudio -entre los días 6 y 17 de junio-, tal como se observa en el Gráfico N° 4.



36. Por otra parte, tampoco se observa que ENDESA, en ese momento, haya tenido incentivos para buscar un aumento de los costos del sistema, ya que se encontraba en una situación deficitaria, por lo que tal incremento le habría significado pagar un mayor precio para adquirir energía para suplir su déficit³⁶.

³⁶ De hecho, durante todo el período de la suspensión analizada, se mantuvo en situación de déficit.

37. Por último, cabe considerar que en este caso, al examinarse las comunicaciones sostenidas entre el CDEC-SIC y ENDESA, puede apreciarse una deficiencia en la coordinación. En efecto, el Centro de Despacho realizó su programación asumiendo siempre que la central Nueva Renca tendría gas para operar, transformándola en la más eficiente del sistema. No obstante, de las cartas intercambiadas entre ambos no es posible afirmar que dicha empresa generadora haya informado que efectivamente tendría disponibilidad de GNLR para Nueva Renca en el período indicado³⁷.
38. En conclusión, en este caso no se observó un aumento considerable de los costos del sistema, ENDESA no tenía incentivos para aumentar dichos costos y ocurrieron falencias en la comunicación con el CDEC-SIC. Conforme con todo lo dicho, no se cuenta tampoco en este caso con indicios suficientes que recomienden la realización de acciones posteriores por parte de esta Fiscalía.

3. EXPORTACIÓN DE GNLR A ARGENTINA

39. Durante el curso de la investigación, en junio del año 2016, comenzaron las exportaciones de GNLR hacia Argentina por parte de ENAP, AGESA y ENDESA. Atendido que esta operación era desarrollada en conjunto por los tres principales proveedores de GNL de la zona central, su evaluación fue necesaria para determinar la posible existencia de riesgos o efectos anticompetitivos derivados de la misma.
40. En este sentido, se analizó en detalle la naturaleza de la operación, su objeto, organización y el grado en que ella permitió el actuar independiente de las empresas participantes. Así también, se analizaron los posibles riesgos y

³⁷ En la actualidad, es importante señalar que falencias de este tipo están limitadas de manera importante por la vigencia de la “Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado” (la “Norma Técnica”), que estableció la obligación a las empresas generadoras de enviar al CEN una declaración del GNLR para sus centrales -para un horizonte de 12 semanas-, la que es vinculante respecto de la disponibilidad de volumen, costos y condición de suministro.

efectos de la operación en el mercado de generación eléctrica, principal demandante de GNLR en nuestro país.

41. Como se expondrá, producto de dicho análisis esta División considera que está adecuadamente justificada la necesidad de exportar GNLR en conjunto y que, producto de las operaciones de exportación realizadas, no se han observado efectos en el mercado nacional. Sin perjuicio de ello, y atendido el riesgo de intercambio de información entre las investigadas identificado a raíz de las exportaciones conjuntas de GNLR hacia la República Argentina, como se describe más adelante, estas empresas han reforzado sus protocolos internos para incorporar de resguardos de libre competencia que mitiguen específicamente dicho riesgo.

A. Origen de la exportación conjunta de GNLR

42. De acuerdo con los antecedentes entregados por las empresas, la exportación de GNRL hacia Argentina tiene como antecedente el Memorándum de Entendimiento que en agosto de 2014 celebraron los gobiernos de Argentina y Chile, con el objetivo de propender al intercambio de GNLR, energía eléctrica y a la cooperación en materia energética³⁸.
43. Posteriormente, a finales del año 2015, los Ministros de Energía de ambos países acordaron explorar la posibilidad de realizar exportaciones de GNLR hacia la Argentina durante el periodo invernal, periodo de alta demanda de dicho combustible³⁹. De esta manera, durante enero del año 2016, y en el marco del ya referido Memorándum, ambos gobiernos acordaron materializar una operación de exportación de GNLR desde Chile a Argentina, invitando a

³⁸ Respuesta de ENAP de 10 de febrero de 2017.

³⁹ De acuerdo con lo señalado por Enel con fecha 30 de enero de 2017, la demanda de gas natural en Argentina en el periodo de invierno supera a la oferta interna, por lo cual debe de ser suplida con otros combustibles de mayor costo.

ENAP de Chile y a la empresa Energía Argentina S.A. ("ENARSA") para la negociación de la misma, la que resultó exitosa⁴⁰.

44. En atención a lo anterior, ENAP invitó a ENDESA⁴¹ y a AGESA⁴² a analizar una eventual operación de exportación de GNLR a Argentina, dado que de llevarse a cabo requeriría del esfuerzo conjunto de las tres compañías.
45. Así, las tres empresas firmaron un Memorándum de Entendimiento el 29 de enero de 2016. Luego, en mayo de ese mismo año, las empresas ENDESA y AGESA entregaron un mandato a ENAP para que las representara ante el comprador en la exportación conjunta. Las exportaciones comenzaron en junio del año 2016, repitiéndose en los años 2017 y 2018. En el año 2018 se suscribió un contrato marco de suministro con vigencia de 3 años entre 2018-2020⁴³.

B. Riesgos derivados de la exportación conjunta de GNLR

46. Las empresas que llevan adelante la exportación de GNRL hacia Argentina son las únicas importadoras de GNL de las zonas centro y centro sur del país, las que a su vez son accionistas en partes iguales de GNL Chile, sociedad que tiene contratos de compra de GNL con proveedores internacionales y que gestiona, administra y organiza la logística necesaria para la entrega del GN, contratando el 100% de la capacidad del Terminal GNL Quintero⁴⁴, para la recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL.

⁴⁰ Respuesta de ENAP de 10 de febrero de 2017.

⁴¹ Como ya se ha señalado antes, actualmente Enel Generación Chile S.A. (Enel).

⁴² Como se ha dicho anteriormente, AGESA fue la sociedad creada, durante el año 2016 -producto de la división de Metrogas- que recibió todos los activos relacionados con el negocio de aprovisionamiento de gas, entre los que se cuentan los referidos a la exportación de gas hacia Argentina en conjunto con ENAP y Enel. Respuesta de AGESA recibida con fecha 23 de enero de 2017.

⁴³ Sin perjuicio de dicho contrato marco, conforme con información pública observada por esta División, no se realizaron exportaciones de gas conjuntas en los años 2019 y 2020.

⁴⁴ Es de propiedad de ENAP en un 20%, Enagás Chile SpA en un 45,4% y Omers Infraestructura Chile Holdings II SpA en un 34,6%. Fuente: <http://www.gnlquintero.com/nosotros/accionistas.htm> [Última visita: 15 de abril de 2021].

47. Estas empresas participan como competidoras en el mercado secundario del GNLR, es decir, como proveedoras de este combustible a aquellas empresas interesadas en adquirirlo y que no importan directamente.
48. Ante esta estructura del mercado de gas natural en la zona centro y centro sur del país, la participación conjunta de ENAP, ENDESA y AGESA en la exportación de GNLR a la Argentina levanta riesgos de índole horizontal, tanto unilaterales como coordinados, dados principalmente por un posible intercambio de información sensible que se extienda más allá del ámbito propio de la operación de exportación, pues estas empresas son y seguirán siendo competidores en el mercado secundario del GNLR.
49. Si bien este intercambio de información también podría eventualmente presentarse en las instancias societarias pertinentes de GNL Chile, que es de propiedad de las mismas tres empresas investigadas, esta División no cuenta con antecedentes -por lo menos hasta el momento- de que ello haya ocurrido⁴⁵. A esto debe sumarse que GNL Chile cuenta con un manual de cumplimiento que incluye definiciones de aspectos relevantes de libre competencia, tales como explicaciones de conductas y organismos responsables en Chile, deberes para los obligados en la empresa tendientes a evitar riesgos coordinados como unilaterales, las sanciones aplicables por infringir la libre competencia y que, por último, también contiene un mecanismo interno de denuncias y consultas.
50. Sin embargo, las empresas ENAP, ENDESA y AGESA no contaban, individualmente, con un protocolo de libre competencia que contemple o cubra en específico los riesgos anticompetitivos derivados de las operaciones de exportación de GNLR a la Argentina, cuestión que abordaron durante el curso de la presente investigación.

⁴⁵ Tampoco fueron identificados riesgos de esta índole por el H. TDLC en Resolución 51/2018 de fecha 17 de enero de 2018, que resolvió la “Consulta de Conadecus sobre el mercado del gas” (Rol NC 427-14 TDLC), que únicamente ordenó medidas de publicidad y transparencia a las administradoras de los terminales para profundizar competencia en el mercado secundario.

C. Análisis de la necesidad de exportar GNLR en forma conjunta

51. Las empresas exportadoras explicaron que la operación se realizó en conjunto debido a que restricciones técnicas y de volumen impedían que la misma fuera llevada de manera independiente por alguna de ellas. De esta forma, indicaron que ninguna de ellas, por si sola, contaba con la capacidad de regasificación en el Terminal de GNL Quintero que era necesaria para atender el volumen mínimo comprometido de exportación sin poner en riesgo su abastecimiento y el de sus clientes⁴⁶.
52. De acuerdo con los antecedentes aportados, el volumen mínimo comprometido de exportación para el año 2016 fue de 276 MM de m³, con una tasa de entrega promedio diaria de 3 MM de m³. A dicha fecha, el terminal de GNL Quintero contaba con una capacidad de regasificación de 15 MM m³/día de GNLR, la cual se mantiene en la actualidad⁴⁷. De dicha capacidad de regasificación⁴⁸, cada empresa cuenta con entre 4,0 MM y 5,5 MM de m³/día, y estas capacidades de regasificación no han variado en el periodo analizado, comprendido entre los años 2016 y 2019.
53. Como se presenta a continuación, dadas las capacidades de regasificación individualmente contratadas y los compromisos de abastecimiento interno ya asumidos por las empresas, se verificó que la operación de exportación realizada el año 2016 no pudo haber sido desarrollada de manera independiente por parte de ninguna de ellas, así como tampoco las operaciones de exportación que se realizaron en los años subsiguientes.

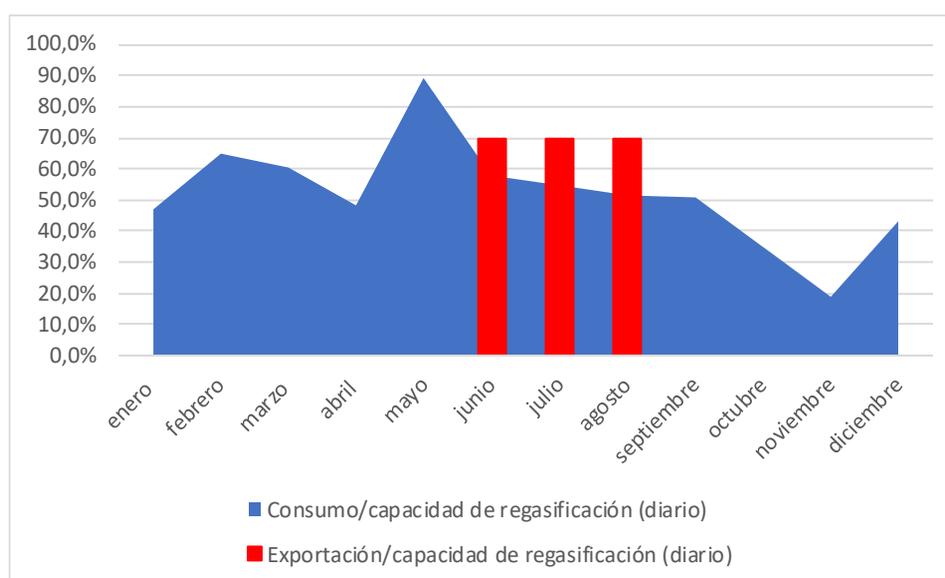
⁴⁶ Respuestas de Enel, recibida con fecha 30 de enero de 2017, de ENAP, recibida con fecha 10 de febrero de 2017 y de Aprovevisionadora Global de Energía, recibida con fecha 10 de febrero de 2017.

⁴⁷ Información disponible en: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁴⁸ La capacidad de regasificación está contratada en un 100% por GNL Chile, empresa en la cual ENAP, AGESA y Endesa tienen un tercio de la propiedad. Información disponible en: <https://www.gnlchile.cl/introduccion/como-convertirse-en-cliente/> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

54. En efecto, en relación con ENAP, la tasa de entrega promedio diaria de exportación representaba más del 50% de su capacidad diaria de regasificación, mientras que para la atención de sus compromisos y autoabastecimiento necesitaba al menos el 50% de ella en los meses de junio, julio y agosto de 2016⁴⁹, meses en que se debía de llevar a cabo la primera exportación de GNLR a Argentina, como se indica en el Gráfico N° 5.

Gráfico N° 5
Porcentaje diario de uso de la capacidad contratada de regasificación por parte de ENAP para el año 2016



Fuente: Elaboración propia en base a información reservada aportada por ENAP en investigación Rol N° 2357-15.

55. Según los antecedentes aportados por ENAP, en el periodo analizado el GNL en Quintero se utilizó para abastecer sus Refinerías -Aconcagua y Biobío⁵⁰-, a Colbún, a AES Gener y a otra empresa, todos los cuales contaban con

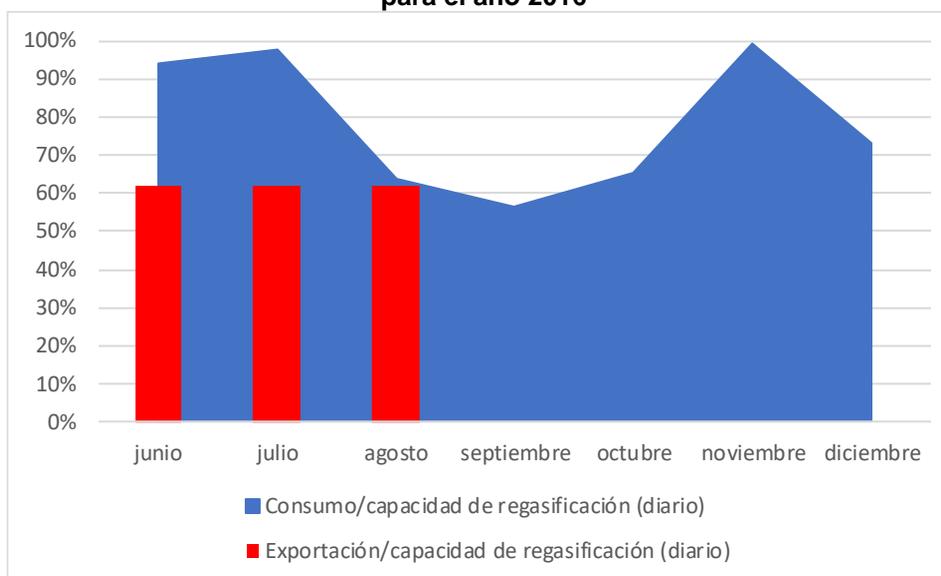
⁴⁹ Según lo señalado por ENAP en respuesta a Oficio Ordinario FNE N° 1727, de fecha 23 de agosto de 2019, este porcentaje no consideraría la cantidad de GNL que ENAP carga en el patio de carga de GNL Quintero.

⁵⁰ Abastecida mediante camiones cisterna que transportan el GNL para ser regasificado en la planta satelital de regasificación que ENAP tiene instalada en la comuna de Pemuco, cerca de Chillán.

acuerdos de suministro suscritos⁵¹-, al igual que con las empresas Gas Sur e Innergy⁵².

56. Por otra parte, respecto de AGESA, la tasa diaria promedio de entrega representaba más del 60% de su capacidad contratada de regasificación diaria. En tanto, sus necesidades de abastecimiento de consumo de sus clientes representaban, como se presenta en el gráfico a continuación, también más del 60% de su capacidad diaria de regasificación en los meses de junio, julio y agosto de 2016.

Gráfico N° 6
Porcentaje diario de uso de la capacidad contratada de regasificación por parte de AGESA para el año 2016



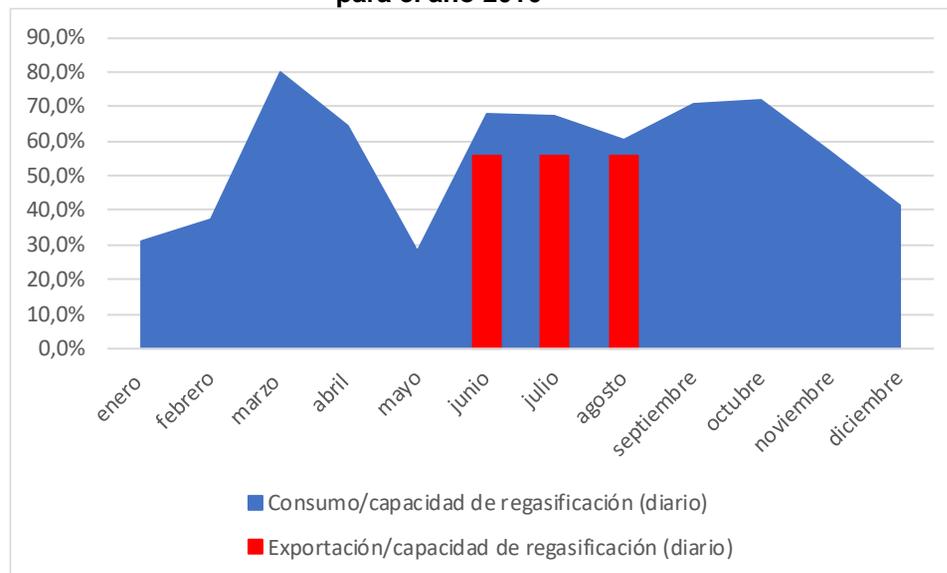
Fuente: Elaboración propia en base a información reservada aportada por AGESA en investigación Rol N° 2357-15.

⁵¹ ENAP señala en dicha memoria que en septiembre del año 2015 suscribió un acuerdo de suministro de GN con Colbún por un periodo de 3 años -entre 2016 y 2018- y con AES Gener uno de mediano plazo en noviembre de 2015.

⁵² Contratos celebrados a finales del año 2014, los cuales tenían una vigencia de 4 años. Cabe señalar que Gas Sur distribuye GN a clientes residenciales, comerciales e industriales ubicados en Región del Biobío. Por su parte, Innergy Holdings S.A. suministra GN al mercado industrial y a las empresas distribuidoras de dicha región. Ver comunicado de prensa emitido por ENAP a finales de diciembre de 2014. Disponible en: https://www.ENAP.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/855/ENAP-cierra-compromisos-para-venta-de-gas-natural-con-gas-sur-e-innergy [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

57. De acuerdo con los antecedentes entregados por AGESA en la presente investigación⁵³, al año 2016 ya tenía contratos de suministro de largo plazo firmados con cuatro empresas, con distintos rangos de duración, entre ellos uno con su relacionada Metrogas⁵⁴.
58. Por último, respecto de ENDESA, el envío diario promedio de 3 MM de m³/día hubiera significado utilizar más del 50% de su capacidad diaria de regasificación, en tanto que su autoconsumo y el de sus clientes^{55 56} representaba más del 50% de su capacidad de regasificación para los meses de junio, julio y agosto de 2016.

Gráfico N° 7
Porcentaje diario de uso de la capacidad contratada de regasificación por parte de ENDESA para el año 2016



Fuente: Elaboración propia en base a información reservada aportada por ENDESA en investigación Rol N° 2357-15.

59. Del análisis realizado para el año 2016, esta División considera efectiva la explicación relativa al volumen requerido por las empresas para no llevar

⁵³ Respuesta a Oficio Ordinario FNE N° 1728, de fecha 23 de agosto de 2019.

⁵⁴ Desde julio de 2016 hasta julio de 2030. Al respecto véase: <https://www.feller-rate.com/general2/corporaciones/metrogas1804.pdf>

⁵⁵ Según información entregada en respuesta a Oficio Ord. FNE N° 0009, de 5 de enero de 2017.

⁵⁶ Memoria anual 2015 disponible en: <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-chile/reportes/memorias/2015/Memoria%202015.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

adelante en forma independiente la exportación de GNLR a la Argentina, teniendo así que operar en conjunto para poder concretarla.

60. Con relación a los subsiguientes años, el 19 de mayo de 2017, ENDESA y AGESA nuevamente entregaron un mandato a ENAP para realizar una nueva exportación de GNLR a la Argentina, para los meses de junio, julio y agosto, a una tasa diaria de entrega de 3 MM de m³/día. Para dicha operación ENAP suscribió un contrato con ENARSA con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.
61. Por su parte, en el año 2018, con fecha 22 de junio, ENDESA y AGESA entregaron un mandato a ENAP para la exportación de GNLR a la Argentina, suscribiendo para ello, el día 27 de junio de 2018, un contrato marco de suministro con la empresa Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA")⁵⁷, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. Bajo dicho contrato se concretó la exportación de GNLR para el mes de julio de 2018 a una tasa de entrega diaria comprendida entre un mínimo de 2,5 MM de m³/día y un máximo de 3,45 MM de m³/día.
62. De acuerdo con el análisis efectuado a los antecedentes entregados por las empresas⁵⁸, se observó que, únicamente para los meses de junio y julio del año 2017, ENAP hubiera sido capaz de realizar en forma independiente la exportación de gas, al haber utilizado menos del 30% de su capacidad de regasificación. No obstante, sí requería de la capacidad de regasificación de las otras empresas para efectuar dicha operación en el mes de agosto de 2017. En este sentido, y debido a que existía un contrato de suministro firmado

⁵⁷ IEASA nace de la fusión de ENARSA con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. ("EBISA"), en marzo de 2018, y asume las labores de importación de GNL para satisfacer la demanda invernal en Argentina. Al respecto, se puede consultar en: <http://www.elinversorenergetico.com/la-empresa-estatal-enarsa-cambia-su-nombre-parte-de-su-cupula-directiva/> y también en: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Enarsa-cambio-denominacion-y-directorio-20180321-0048.html> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁵⁸ Respuesta de ENAP, recibida con fecha 10 de septiembre de 2019, a Oficio Ord. FNE N° 1727; respuesta de AGESA, recibida con fecha 10 de septiembre de 2019, a Oficio Ord. FNE N° 1728, y; respuesta de ENEL, recibida con fecha 10 de septiembre de 2019, a Oficio Ord. FNE N° 1729.

para la entrega de GNLR para los tres meses, es que la operación debió de realizarse en forma conjunta. Por otra parte, igualmente conforme con los antecedentes aportados por las empresas⁵⁹, se observó que, para el año 2018, ninguna de ellas hubiera sido capaz de realizar independientemente la operación de exportación hacia la Argentina.

63. Por lo tanto, es posible concluir que es razonable la explicación entregada por las empresas en relación a que ninguna de ellas contaba en forma independiente con la capacidad de regasificación necesaria para atender el volumen mínimo comprometido de exportación, sin poner en riesgo su abastecimiento y el de sus clientes.
64. Ahora bien, una vez hecho lo anterior, se pasa a examinar a continuación si producto de la operación conjunta de exportación, se afectó la disponibilidad de volumen de GNLR en el mercado local, en particular en el sector eléctrico, principal demandante de este producto en la zona central de nuestro país.
65. Sobre este punto, cabe señalar que, a excepción de ENDESA, el resto de las empresas de generación eléctrica adquiere GNLR en el mercado secundario, siendo los principales demandantes Colbún, AES Gener⁶⁰ y Generadora Metropolitana SpA. Estas empresas han satisfecho sus necesidades de GNLR mediante la firma de contratos y acuerdos de suministro, ya sea con ENAP, AGESA o ENDESA, de acuerdo con los antecedentes entregados por estas empresas en la presente investigación.
66. A continuación, se analiza el caso particular de AES Gener y Colbún, debido a que Generadora Metropolitana SpA ingresó al mercado recién en mayo del año 2018, fecha en que completó la compra de la filial de AES Gener, Sociedad

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Según lo señalado por GNL Chile en respuesta a Ordinario N°1269 de fecha 21 de junio de 2017, tanto Colbún como AES Gener decidieron terminar los contratos de regasificación que habían firmado con GNL Chile en el contexto del segundo Open Season que dicha empresa inició en noviembre de 2014, con fines de expandir la capacidad de regasificación del terminal de GNL Quintero de 15 MM m³/día a 20 MM m³/día.

Eléctrica Santiago SpA, la cual era propietaria de las centrales Renca, Nueva Renca -en la Región Metropolitana-, Los Vientos -en la Región de Valparaíso- y Santa Lidia -en la Región del Biobío⁶¹-. Cabe señalar que Generadora Metropolitana SpA se ha abastecido de GNLR a través de compras spot.

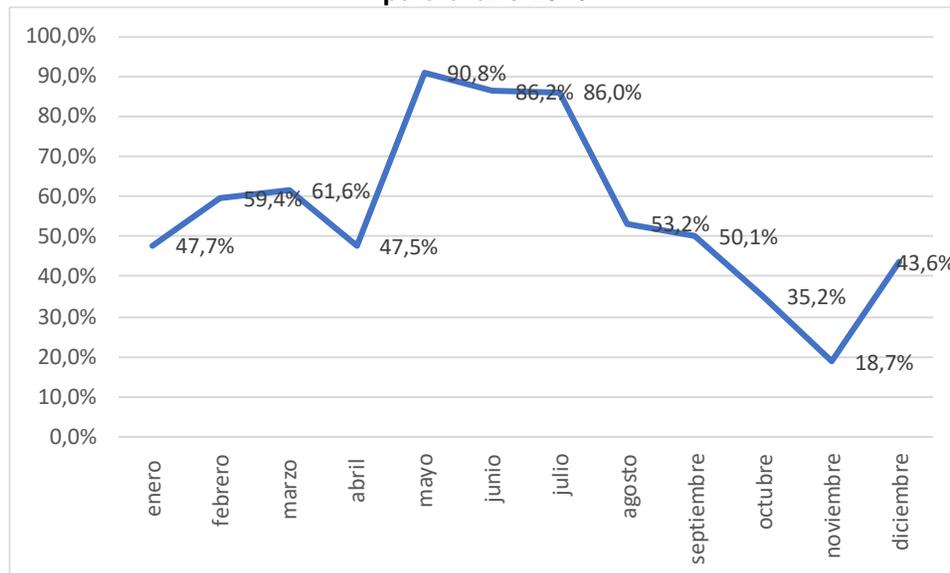
67. Ahora bien, en el caso particular de AES Gener, se observa que ésta tenía contrato firmado con ENAP, con fecha 4 de noviembre de 2015, por un plazo de 14 meses, mediante el cual ENAP se comprometía a entregar GNLR para dos periodos específicos. El primero comprendía entre el 1 de mayo y el 28 de julio de 2016 (periodo de consumo 1) y el segundo entre el 14 de noviembre y el 31 de diciembre de 2016 (periodo de consumo 3). Para dicho contrato se firmó un adendum con fecha 31 de mayo de 2016, el cual incorporaba un periodo adicional que se extendía entre el 1 de agosto y el 30 de septiembre de 2016 (periodo de consumo 2), modificando además el de noviembre para que el mismo se iniciara desde el primero de dicho mes. Respecto de los periodos de consumo 2 y 3, se estableció en el adendum que tanto el vendedor como el comprador tenían la opción de desistirse de la compraventa informando dicha opción a más tardar el 1 de julio de 2016 y el 1 de septiembre de 2016 respectivamente. Con relación a este contrato, AES Gener hizo efectivo su consumo solamente para el periodo de consumo 1⁶².
68. Considerando estos antecedentes, es posible afirmar que, dado que AES Gener tenía asegurado su abastecimiento de GNLR para los meses de junio y julio de 2016 -como ya se dijo, desde noviembre de 2015-, la operación conjunta de exportación hacia Argentina no la afectó. Con relación al mes de agosto de 2016 -mes en el cual no hizo efectivo su consumo, como se describe en el párrafo anterior-, AES Gener habría desistido de su compromiso de compra pues, como se presenta a continuación, se observa una importante disminución de la capacidad de regasificación utilizada por ENAP para dicho mes en comparación con la utilizada en los meses de junio y julio 2016. Cabe

⁶¹ Información contenida en la Memoria Integrada 2018 de AES Gener, disponible en: <https://www.aesgener.cl/investors/wp-content/uploads/2019/04/Memoria-AES-Gener-2018-ESP-vF.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁶² De acuerdo con respuesta a Oficio Ordinario FNE N° 1727, de fecha 23 de agosto de 2019.

señalar que el cálculo del uso de la capacidad de regasificación incluye el consumo propio de ENAP, el de sus clientes y su volumen comprometido para la exportación.

Gráfico N° 8
Porcentaje de capacidad de regasificación mensualmente utilizada por ENAP para el año 2016



Fuente: Elaboración propia en base a información reservada aportada por ENAP en investigación Rol N° 2357-15.

69. Para los años siguientes, AES Gener únicamente adquirió GNLR el primer semestre del 2018⁶³, a través de compras spot y contratos de corto plazo (1 mes).
70. A mayor abundamiento, AES Gener ha señalado a esta División⁶⁴ que sus necesidades de GNLR han sido suplidas mediante contratos de corto plazo y de bajo riesgo, en atención a que sólo tenía una central que funcionaba en base a GN, como es Nueva Renca. Explicó que la situación del mercado no hacía conveniente la firma de contratos de largo plazo, principalmente por el resultado de la licitación de suministro eléctrico de octubre del año 2016, que

⁶³ Como se señaló anteriormente, AES Gener vendió en mayo de 2018 la filial Sociedad Eléctrica Santiago SpA, la cual era propietaria de la central Nueva Renca. Información disponible en la Memoria Integrada 2018 de AES Gener, disponible en: <https://www.aesgener.cl/investors/wp-content/uploads/2019/04/Memoria-AES-Gener-2018-ESP-vF.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁶⁴ Respuesta a Oficio Ordinario FNE N° 1279, de fecha 22 de junio de 2017.

había resultado en una baja importante en el precio de la energía (por la fuerte entrada de energías alternativas, como la fotovoltaica), lo que hacía inviable suscribir contratos con sus clientes indexados al precio del GNLR.

71. Por otra parte, respecto de Colbún, tenía contratos firmados con AGESA y ENAP el año 2016, cuando empezaron las exportaciones de GNLR a la Argentina. En relación con AGESA, Colbún señaló en su memoria anual 2014 que había firmado con ella un contrato de GNLR hasta el año 2019, el cual contemplaba el suministro a través de 11 embarques de GNL, permitiendo así la operación de los ciclos combinados del Complejo Nehuenco⁶⁵. En relación con ENAP, había celebrado con ella un contrato en agosto del año 2015, para su consumo termoeléctrico en el periodo 2016-2018.

72. Ambos acuerdos, según señala Colbún en sus memorias anuales 2015 y 2016, le permitían contar con GNLR para operar una central de ciclo combinado todo el año⁶⁶ u operar dos de ellas durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad del recurso hídrico⁶⁷.

73. No obstante, a pesar de tener contratos de suministro, Colbún buscó a partir de marzo del año 2016 volúmenes adicionales a los ya acordados para los meses de junio, julio y agosto de ese año⁶⁸. De acuerdo con los antecedentes entregados por Colbún con relación a los esfuerzos comerciales que efectuó para disponer de mayores cantidades de GNLR durante dichos meses, se observó que firmó acuerdos adicionales con los tres proveedores, a saber, ENAP, ENDESA y AGESA.

⁶⁵ De acuerdo con lo señalado en memoria anual del año 2014 de Colbún. Disponible en: <https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/08/Memoria-Anual-Colbun-SA-2014.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁶⁶ Memoria anual del año 2015 de Colbún, disponible en: <https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/12/COLBUN-MEMORIA-ANUAL-INTEGRADA-2015EEFF.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁶⁷ Memoria anual del año 2016 de Colbún, disponible en: https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2017/07/memoria_colbun_2017_abril.pdf [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁶⁸ Respuesta de Colbún, al Oficio Ord. FNE N° 1122, recibida con fecha 22 de junio de 2017.

74. En efecto, tal como se presenta a continuación en la Tabla N° 1, Colbún obtuvo GNLR adicional para el funcionamiento de una de sus centrales de ciclo combinado -en forma parcial, en junio- por parte de ENDESA. Igualmente, en forma parcial, en julio, por parte de AGESA y en agosto por parte de ENAP. Por lo tanto, y de acuerdo con antecedentes entregados por Colbún, su suministro adicional de GNLR se habría visto parcialmente afectado. De ello, se podría concluir que la operación conjunta de exportación realizada en el año 2016 habría afectado al menos parcialmente la disponibilidad de este combustible en el sector eléctrico, su principal demandante en la zona central de nuestro país.

Tabla N° 1
Acuerdos firmados por Colbún para suministro de GN durante el año 2016

Entidad	Fecha Contrato	Periodo de Suministro	Fechas tratativas	Lo solicitado por Colbún	Resultado
Enap	08-04-2016	1 de agosto al 2 de octubre de 2016	Marzo y abril de 2016	85,5 MMm3 de GN para agosto, septiembre y octubre de 2016	Con fecha 8 de abril de 2016, se contratan 85,4 MMm3 para agosto, septiembre y octubre de 2016
Endesa	10-05-2016	3 al 30 de junio de 2016	Junio de 2016	GN a una tasa de 0,3 MMm3/día entre el 1 y 30 de junio	Con fecha 10 de mayo de 2016, se contratan 5,4 Mmm3 para junio de 2016
Endesa	17-06-2016	20 al 30 de junio de 2016	Junio de 2016	GN para complementar otros volúmenes contratados, de manera de poder operar un Ciclo Combinado em forma continua 24 horas al día. En esta ocasión se solicita pasar volúmenes en condición interrumpible a firmes.	Se modifica acuerdo del 10-05-2016, dejando el volumen entre el 20 y 30 de junio de 2016 en calidad de firme
AGESA	13-07-2016	Se modifica acuerdo del 30-06-2016, adelantando volúmenes para ser consumidos entre el 19 y 31 de julio de 2016	Julio de 2016	Adelantar inicio del suministro de fecha 30 de junio de 2016	Con fecha 13 de julio de 2016 se acuerda iniciar el suministro para empezar el 19 de julio de 2016

Fuente: Antecedentes aportados por Colbún en respuesta a Ordinario N° 1122, de mayo de 2017.

75. Sin embargo, se debe tener presente que las demandas adicionales que pueden surgir de GNLR, en particular durante el primer periodo del año hidrológico (abril - septiembre), son producto de la importante incertidumbre que se genera en esa época del año respecto del volumen de lluvias que habrá, siendo complejo determinar con exactitud cuánto GNLR se necesitará⁶⁹
70. Esta incertidumbre limita, por un lado, que las empresas generadoras se

⁶⁹ Así fue señalado por el CEN en respuesta a Oficio Ordinario FNE N° 0378, de fecha 17 de febrero de 2017.

⁷⁰ Colbún en toma de declaración, con fecha 8 de octubre de 2014, con ocasión de la investigación Rol N° 2271-14 FNE, también hizo referencia al año hidrológico, señalando que, en relación a su demanda de combustibles, el periodo comprendido entre los meses de octubre y marzo era el de menor incertidumbre y que los meses de julio, agosto y septiembre eran los de máxima incertidumbre

comprometan anticipadamente con volúmenes en firme de GNLR y, respecto de las empresas proveedoras, que reserven -sin compromiso de compra-capacidad de regasificación o volúmenes de GNLR para las generadoras eléctricas⁷¹. De esta forma, tanto demandante como proveedor dependen de la hidrología del año en curso, pues si ésta en definitiva es normal o húmeda, la demanda de GNLR descenderá como consecuencia del mayor despacho de centrales hidroeléctricas, pudiéndose así contar con excedentes de dicho producto.

76. Por último, cabe señalar que en el periodo analizado Colbún es la generadora en la zona central con mayor demanda en el mercado secundario de GNLR⁷². Es así que en mayo del año 2017 celebró un contrato de suministro con ENAP, con capacidad reservada de regasificación desde el año 2018 hasta el 2030⁷³. Este contrato garantiza a Colbún disponibilidad de GNLR y de GNL, permitiéndole así acceder directamente al mercado internacional de este producto. Así, según lo señalado por Colbún a esta División⁷⁴, este contrato tiene como beneficio la posibilidad de obtener condiciones comerciales más competitivas y flexibles que aquellas vigentes en las compras de GN, las cuales incorporan en su precio los márgenes de los correspondientes suministradores -AGESA, ENAP, ENDESA-. En dicha respuesta, Colbún también señala que mediante el contrato se asegura la *“(...) disponibilidad de regasificación para una de las unidades del CTN por 365 días al año, durante 12 años, a un costo cierto y con un plazo de inicio conocido, (...)”*.

-por el pronóstico de las lluvias-. Asimismo, señaló que, mediante el contrato suscrito con AGESA, buscaba asegurar su demanda de los primeros meses de cada año hasta el 2019.

⁷¹ No existe una obligación para las empresas proveedoras de GNLR de contar a todo evento con disponibilidad para satisfacer eventuales solicitudes de parte de empresas de generación eléctrica, por ejemplo, en caso que la hidrología se muestre más seca de lo proyectada.

⁷² Según antecedentes entregados, concentraría más del 80% del total vendido por ENAP, AGESA y Endesa en el mercado secundario a generadoras eléctricas, para el periodo comprendido entre los años 2016 a 2018.

⁷³ Según respuesta de Colbún con fecha 27 de julio de 2017 a Oficio Ordinario FNE N° 1270, de fecha 21 de junio de 2017, dicho contrato tuvo una modificación suscrita el 26 de julio de 2017.

⁷⁴ Ibid.

77. En opinión de esta División, la firma de este contrato da cuenta de una evolución positiva, en el periodo analizado, respecto de las condiciones comerciales para la adquisición de GNLR por parte de las empresas de generación eléctrica en el mercado secundario.

78. Por lo tanto, considerando lo anterior, no se han observado efectos negativos en el mercado secundario de aprovisionamiento de GNLR en el periodo de análisis que se relacionen con la exportación conjunta a Argentina.

III. HERRAMIENTAS NORMATIVAS DE FISCALIZACIÓN CON QUE CUENTA LA AUTORIDAD SECTORIAL

79. En el mercado eléctrico, las posibilidades de comportamientos anticompetitivos dependen en gran medida de la posición de las centrales que poseen las empresas generadoras dentro del sistema y de las posibilidades de afectar el despacho con miras a alterar las señales de precio en el mercado, es decir, de cuán recurrente sea que las centrales a GNLR determinen el costo marginal del sistema. En este sentido, y dada la complejidad del mercado eléctrico, el CEN está en una posición privilegiada respecto a la FNE para detectar con mayor facilidad y prontitud este tipo de comportamientos⁷⁵, pues cuenta con información técnica y económica en tiempo real de todo el sistema, así como mejor capacidad técnica para el análisis de esta⁷⁶.

80. En efecto, cabe considerar que los coordinados se encuentran obligados a proporcionar oportunamente toda la información, en forma cabal, completa y

⁷⁵ Al respecto véase las ponencias efectuadas en el Seminario Internacional de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico disponibles en: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/reportes/presentaciones-publicas-del-coordinador/> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

⁷⁶ A mayor abundamiento, el CEN cuenta además con información detallada de las empresas generadoras que utilizan GNLR, incluyendo la declaración de todos los acuerdos relacionados con el mercado secundario, entre la que se incluye también la exportación de dicho combustible. Respuesta del CEN a Oficio Ordinario FNE N° 0378, de fecha 17 de febrero de 2017.

veraz, que requiera el Coordinador para el cumplimiento de sus funciones⁷⁷. Asimismo, la omisión del deber de información -sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél-, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“la Superintendencia” o “SEC”)⁷⁸.

81. Es importante destacar que, con posterioridad al inicio de la presente investigación, al Coordinador se le ha encomendado por ley la misión de realizar la acción de *monitoreo de las condiciones de competencia*⁷⁹, en especial para garantizar la seguridad del servicio, la operación más económica y el acceso abierto para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, que son parte fundamental de los principios de la coordinación de la operación⁸⁰. Conforme a lo establecido en la misma ley, esta nueva función entró en ejercicio el 1° de julio de 2018, a través de la unidad especializada del Coordinador para este efecto denominada “*Unidad de Monitoreo de la Competencia*”⁸¹.
82. Se debe tener presente que, si en estas actividades de monitoreo se detectaran indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia -conforme con el Decreto Ley N° 211

⁷⁷ Artículo 72-2, inciso 4° de la LGSE. Asimismo, la Ley establece que el Coordinador podrá realizar auditorías a dicha información (artículo 72-2, inciso 5° de la LGSE).

⁷⁸ Artículo 72-2, inciso final de la LGSE.

⁷⁹ Artículo 72-10, inciso 1°, de la LGSE: “*Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico*” (conforme con la modificación introducida por la Ley N° 20.936, de fecha 20 de junio de 2016).

⁸⁰ Artículo 72-1 de la LGSE.

⁸¹ Las labores de monitoreo de la competencia comprenden al menos las actividades relacionadas con la estructura de mercado y desempeño económico de los agentes del sector eléctrico; información de los insumos necesarios para la generación eléctrica (incluyendo contratos y relaciones de propiedad); información técnica del sector eléctrico; la operación en tiempo real y la interacción entre los diversos agentes del sector eléctrico, entre otros. Procedimiento Interno Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional, de fecha 29 de junio de 2018. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2018/12/PROCEDIMIENTO-INTERNO-UMC-29-de-junio.pdf> [Última visita con fecha 15 de abril de 2021].

(“DL 211”)-, ellos se deben poner en conocimiento de esta Fiscalía o de las autoridades que corresponda⁸², lo que evidentemente -al tenerse en consideración la amplitud de la información y permanente monitoreo de que puede disponer el CEN de las operaciones del sistema eléctrico- debiese producir un efecto disuasivo importante ante posibles actividades de los coordinados que pudieran constituir vulneraciones a la libre competencia.

83. Por otra parte, y estrechamente relacionado con las obligaciones recién citadas, debemos tener también presente la *“Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado”* (la *“Norma Técnica”*), de la CNE, de septiembre del año 2016, y modificada en junio del año 2019. Esta Norma Técnica detalla la información que debe ser entregada por las empresas generadoras que utilizan este combustible al Coordinador y tiene por objeto *“(…) establecer las exigencias de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarias para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL Regas”*⁸³, estableciendo así exigencias para la más eficiente y segura programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen dicho combustible.
84. De esta manera, es importante considerar que, en virtud de esta norma, las empresas generadoras deben entregar al Coordinador la información de sus acuerdos de suministro⁸⁴, la cual sirve de sustento para el cumplimiento de los

⁸² Artículo 72-10, inciso 2°, de la LGSE: *“En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda”*.

⁸³ *“Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado”*, de la CNE, 2019, Capítulo 1 *“Terminología y disposiciones generales”*, Título 1-1 *“Objetivos y alcance”*, artículo 1-1.

⁸⁴ *Ibid.*, Capítulo 2 *“Información sobre acuerdos de suministro”*, Título 2-1 *“Objetivo”*, Artículo 2-1. Cabe tener presente que el artículo 1-3, N° 1, de la Norma Técnica define *“Acuerdo de Suministro”* como *“GSA o todo acuerdo que se refiera a las condiciones para el suministro de GNL o GNL Regas destinado total o parcialmente a la operación de Unidades GNL”*. A su vez, en el artículo 1-2, N° 5, define *“GSA: Gas Sales Agreement”*, como *“Contrato de compraventa de gas natural”*.

criterios de programación de la operación⁸⁵ y para la modelación de las condiciones de suministro para la programación de las operaciones de las unidades que utilizan GNLR⁸⁶.

85. A su vez, la Norma Técnica señala que cada empresa generadora deberá enviar al Coordinador, a más tardar dentro de los diez días siguientes a la fecha de suscripción o modificación del correspondiente acuerdo de suministro, un informe ejecutivo del mismo⁸⁷. A su vez, en lo que respecta a la programación de la operación, las generadoras deben enviar al Coordinador una declaración vinculante sobre su disponibilidad, costos y flexibilidad de suministro para una ventana móvil de doce semanas consecutivas⁸⁸.
86. Por otra parte, con relación al mercado secundario, las empresas generadoras deben informar al Coordinador la suscripción de cualquier acuerdo de GNL que tenga como destino dicho mercado. Dicha información debe ser remitida a más tardar cinco días después de suscribirse el acuerdo y debe contener al menos información sobre el mercado secundario pertinente, condiciones del acuerdo y volúmenes comprometidos⁸⁹.

⁸⁵ Ibid., Capítulo 3.

⁸⁶ Ibid., Capítulo 4.

⁸⁷ Ibid., Título 2-3 “Informe Ejecutivo sobre Acuerdos de Suministro”, artículo 2-5. El artículo 2-6 establece que informe ejecutivo deberá contener al menos el detalle respecto de: (1) Información general del acuerdo de suministro (fecha, objeto, duración, empresa suministradora, empresa compradora, país de origen, intermediarios y descripción del servicio prestado, puerto de origen, puerto de arribo, si tiene o no la modalidad “take or pay”, cantidad de barcos comprometidos al año, volumen total anual comprometido e impuestos que tengan efecto sobre el costo o disponibilidad informada; (2) Componentes de costos que permitan construir los costos variables del GNL; (3) Componentes de costos fijos; (4) Condiciones y términos generales para la realización del Anual Delivery Program (“ADP”); (5) Capacidades de regasificación de volúmenes por día y capacidad de almacenamiento en estanque propio o compartido; (6) Información sobre capacidad de regasificación contratada; (7) Información sobre mecanismos de gestión de stock o traspasos de volúmenes entre distintos usuarios del Terminal de GNLR, que tengan relación con la disponibilidad del insumo para su utilización en el mercado eléctrico; (8) Cláusulas o disposiciones que incorporen flexibilidades o restricciones al acuerdo de suministro, e; (9) Información sobre las fórmulas de indexación contenidas en los acuerdos de suministro.

⁸⁸ Capítulo 3 “Criterios para la programación de la operación”, Título 3-3 “Información para la programación de la operación de Unidades GNL”, Artículo 3-3, de la Norma Técnica. Dicha declaración debe estar sustentada en sus acuerdos de suministro, ser consistente con la información entregada sobre ellos y la misma es vinculante respecto de la disponibilidad de volumen, costos y condición de suministro.

⁸⁹ Título 2-5 “Información sobre Mercado Secundario”, Artículo 2-11, de la Norma Técnica.

87. Sobre el mercado secundario, cabe destacar que, aparte de la Norma Técnica recién vista, se ha facultado al Ministerio de Energía para restringir severamente las exportaciones de gas, en caso de que considere que ellas pueden ser perjudiciales para el abastecimiento interno de dicho combustible o para su uso en el sistema eléctrico nacional.
88. En efecto, la exportación de gas natural debe ser informada antes de la firma del contrato respectivo al Ministerio de Energía, estando éste facultado⁹⁰ -en un plazo de treinta días hábiles, previo informe de la CNE-, para prohibir la realización de la respectiva operación, siempre que ésta represente una amenaza al abastecimiento interno de gas, a la calidad y seguridad del servicio de distribución de gas natural a clientes o consumidores finales, o a la operación segura de los sistemas eléctricos nacionales. Relacionado con lo recién señalado, la normativa en referencia establece además que, en casos de amenazas sobrevinientes al abastecimiento interno de gas, a la calidad y seguridad del servicio de distribución de gas natural a clientes o consumidores finales, el Presidente de la República -previo informe del Ministerio de Energía-, podrá dictar un decreto que suspenda, reduzca, limite o fije modalidades alternativas para continuar con la exportación de gas. La norma asimismo añade que el referido decreto dispondrá las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la situación que dio origen a la amenaza de abastecimiento interno y, principalmente, para asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precios⁹¹.
89. Por último, respecto de las terminales de importación de GNL, es necesario también tener presente las medidas de transparencia a que están sujetos los administradores de tales instalaciones, lo que tiene directa relación con

⁹⁰ Nuevo artículo 16, incorporado en el DFL N° 1, de 1978, del Ministerio de Minería, por la Ley N° 20.999, publicada con fecha 9 de febrero de 2017.

⁹¹ Nuevo artículo 17, incorporado en el DFL N° 1, de 1978, del Ministerio de Minería, por la Ley N° 20.999, publicada con fecha 9 de febrero de 2017.

permitir un funcionamiento más fluido del mercado secundario del GNL. En efecto, dichas obligaciones han sido establecidas en la Resolución N° 51/2018 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“Tribunal” o “TDLC”)⁹², en cuanto a que dichas terminales publiquen la capacidad disponible de corto plazo y las capacidades disponibles en el mercado secundario⁹³. El Tribunal fundamentó su decisión por la necesidad de incentivar el uso más eficiente de los terminales de GNL, aminorando las asimetrías de información que puedan existir entre los agentes del mercado, para afectos de fomentar y profundizar el mercado secundario del gas, evitando que se materialicen eventuales situaciones de cierre de mercado⁹⁴.

90. Conforme con lo expuesto, esta División considera que todas estas normas y medidas -el monitoreo de las condiciones de competencia del mercado eléctrico que efectúa el CEN, las facultades para limitar las exportaciones del Ministerio de Energía y las obligaciones de transparencia ordenadas por el TDLC- acotan las posibilidades de ocurrencia de conductas anticompetitivas en el mercado de generación eléctrica derivadas de las condiciones de comercialización del GNL.

IV. MEDIDAS IMPLEMENTADAS POR LAS INVESTIGADAS

91. Con motivo del potencial riesgo de intercambio de información producto de las operaciones conjuntas de exportación de GNL a la República Argentina, y ante la ausencia de protocolos específicos a dichas operaciones que mitiguen el riesgo señalado, se mantuvieron reuniones con las investigadas con el objetivo de hacer presente que esta situación los exponía a la materialización de conductas contrarias a la libre competencia.

⁹² Resolución N° 51/2018 TDLC, de 17 de enero de 2018, que resolvió una consulta efectuada por la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (“Conadecus”) sobre el mercado del gas, confirmada por sentencia de la Excm. Corte Suprema de fecha 13 de noviembre de 2019.

⁹³ Ibid., considerando 172. Ver también la parte resolutive N° 2.

⁹⁴ Ibid., considerando 172.

92. En este contexto, las empresas investigadas consideraron implementar protocolos específicos que establecieran las reglas mínimas a seguir por parte de los colaboradores, dependientes, ejecutivos y administradores de las empresas investigadas, en orden de mitigar posibles riesgos de incumplimientos a la normativa de libre competencia producto de las operaciones conjuntas de exportación de GNLR.
93. Estos nuevos resguardos son considerados como cambios de conducta de las investigadas dirigidos a evitar que se materialicen los riesgos identificados en esta investigación.

V. CONCLUSIONES

94. El examen de las hipótesis iniciales con que se instruyó la investigación no arrojó resultados que indiquen la ocurrencia de conductas anticompetitivas, en particular, en cuanto a un uso estratégico de las declaraciones de GNLR por parte de empresas generadoras que, en el periodo analizado, les haya permitido alterar en su beneficio los costos del sistema eléctrico.
95. Por otra parte, en base al análisis realizado, se considera fundada la justificación entregada por ENAP, AGESA y ENDESA para realizar en forma conjunta la exportación hacia Argentina, puesto que efectivamente ninguna de ellas contaba en forma independiente con la capacidad de regasificación necesaria para atender el volumen comprometido de exportación sin poner en riesgo su abastecimiento y el de sus clientes.
96. Asimismo, dicha operación de exportación no afectó necesariamente la disponibilidad de GNLR en el mercado de generación eléctrica, principal demandante de este producto en la zona central del país, observándose además una evolución positiva, en el periodo analizado, respecto de las condiciones comerciales para la adquisición de GNLR por parte de las empresas de generación eléctrica en el periodo analizado.

97. Por estos motivos, no se considera -con los antecedentes tenidos a la vista durante la investigación- que se hayan generado efectos en el mercado de generación eléctrica que ameriten la realización de otras acciones de parte de esta Fiscalía.
98. Adicionalmente, respecto de las materias en estudio en la presente investigación, cabe señalar que, actualmente, la autoridad sectorial cuenta con mejores herramientas para fiscalizar el mercado y detectar la ocurrencia de eventuales conductas anticompetitivas como son el monitoreo de la competencia en el CEN y sus facultades para solicitar información de los contratos de suministro de las empresas generadoras, así como las facultades del Ministerio de Energía para prohibir o limitar las exportaciones de gas.
99. Sin perjuicio de todo lo señalado y, atendido el riesgo de intercambio de información identificado entre las investigadas a raíz de las exportaciones conjuntas de GNLR hacia la República Argentina, las empresas investigadas comprometieron incorporar a sus protocolos internos de libre competencia medidas específicas que mitigan dicho riesgo.
100. De esta manera, habiendo finalizado la etapa investigativa, salvo el mejor parecer del señor Fiscal, esta División recomienda decretar el archivo de la investigación Rol N° 2357-15 FNE. Lo anterior, sin perjuicio de las facultades de esta Fiscalía de seguir velando por la libre competencia en este mercado y de la posibilidad de analizar la apertura de una investigación, en caso de contar con nuevos antecedentes que así lo ameriten.

Saluda atentamente a usted,

GASTÓN PALMUCCI
JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS

ADS/PSM/BAY