

EN LO PRINCIPAL: Entablan demanda en contra de la Comisión Nacional de Energía. **EN EL PRIMER OTROSÍ:** Solicitan medida cautelar. **EN EL SEGUNDO OTROSÍ:** Acompañan documentos. **EN EL TERCER OTROSÍ:** Designan Receptores Judiciales. **EN EL CUARTO OTROSÍ:** Personería.

H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA.

MARIO BRAVO RIVERA y **GABRIEL MATÍAS TRAFILAF ORTIZ**, abogados, en representación convencional, según se acreditará, de **ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.** e **HIDROMAULE S.A.** en adelante conjuntamente denominadas las “demandantes”, todos domiciliados para estos efectos en Isidora Goyenechea 3250, oficina 1005, piso 10, Las Condes, Santiago, a ese H. Tribunal con respeto decimos:

Que, de conformidad con lo establecido en los artículos 18 N° 1 y 19 y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N° 211 de 1973, sobre defensa de la libre competencia (“**DL 211**”), venimos en entablar demanda en contra de la **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA** (indistintamente, la “**Comisión**”, la “**CNE**” o “**demandada**”), organismo público y descentralizado, RUT: 61.707.000-6, representada por su Secretario Ejecutivo don José Agustín Venegas Maluenda, ingeniero civil, ambos con domicilio en Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449, Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13, Santiago Centro, con el objeto de que ese H. Tribunal declare que dicha Comisión ha infringido el artículo 3° del referido Decreto Ley, al consagrar en favor de las empresas de generación que operan con gas natural licuado regasificado (en adelante “**GNL**”), tanto en 2016, 2019 y 2021, la denominada “**Condición de Inflexibilidad**”, incluida en las versiones de la “*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*” (en adelante “**Norma Técnica**”, “**NT**” o “**NTGNLR**”) aprobadas por dicha Comisión mediante Resolución Exenta N° 626 de 23 de agosto de 2016; y modificada por Resoluciones Exentas N° 376 de 21 de junio de 2019 y N° 411, de 13 de octubre de 2021, por cuanto dicha “**Condición de Inflexibilidad**”, incorporada por la Comisión a dichos actos administrativos a partir del año 2016 y que se mantiene vigente hasta hoy en día, ha impedido, restringido y entorpecido la libre competencia en el mercado de generación eléctrica, en consecuencia, se sancione a la CNE imponiendo como sanción la multa máxima establecida en el D.L. N° 211, esto es 60.000 UTA y se ordene a la CNE que se modifique la actual “*Norma Técnica para la Programación*

y *Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*” eliminando la “**Condición de Inflexibilidad**” contenida, definida y regulada en dicho acto administrativo, con el objeto que cesen sus efectos anticompetitivos en el mercado de generación eléctrica.

Todo lo anterior, conforme a los antecedentes, argumentos y razonamientos tanto de hecho como jurídicos y económicos que pasamos a exponer:

I ANTECEDENTES PREVIOS:

1. Como bien le consta a ese H. Tribunal las demandantes, Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. y otras empresas generadoras, con fecha 3 de septiembre de 2020 presentaron una Consulta con el objeto de que el H. Tribunal se pronunciara sobre la compatibilidad o incompatibilidad de la “**Condición de Inflexibilidad**” contenida en la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado emitida por la Comisión Nacional de Energía (“NTGNLR”), con las normas de defensa de la libre competencia y, en caso de considerar que aquella infringiera o pudiera infringir las disposiciones del citado D.L. N° 211, lo declarare así, disponiendo fuere excluida dicha institución de la referida NTGNLR.
2. El día 17 de septiembre de 2020, el H. Tribunal decidió rechazar el inicio de la solicitud de Consulta, pues consideró que la materia versaba sobre un precepto reglamentario, por lo cual se debía conocer bajo una solicitud de un Expediente de Recomendación Normativa, procedimiento contemplado en el numeral 4 del artículo 18 del D.L. 211.
3. Con fecha 20 de septiembre de 2020 las consultantes presentaron un recurso de reclamación ante la Excm. Corte Suprema, el que fue acogido por sentencia de 12 de noviembre de 2021, ordenando el inicio del procedimiento de consulta.
4. En paralelo, mientras se conocía del recurso de reclamación interpuesto ante la Corte Suprema para enmendar la resolución que rechazó el inicio de la consulta, la CNE decidió dictar una nueva versión de la Norma Técnica que

contenía la “**Condición de Inflexibilidad**”¹, sin importarle que hubiese una reclamación pendiente de resolución ante la Excma. Corte Suprema. Fue así como en el mes de octubre de 2021, esto, es, un año y dos meses aproximados desde que estuvo pendiente la Consulta ante este H. Tribunal, la CNE decidió, de manera **contumaz**, modificar la Norma Técnica, pero manteniendo en ella la denominada “**Condición de Inflexibilidad**”, e incluso dándole un carácter aún más gravoso para la libre competencia que la versión contenida en las dos normas técnicas anteriores, desconociendo íntegramente los aportes y observaciones hechas, tanto públicamente como durante el propio proceso de modificación de la NT, por un sinúmero de agentes del mercado que advertían sobre los graves efectos anticompetitivos que desde el año 2016 venía generando dicha “**Condición de Inflexibilidad**” en el mercado eléctrico.

5. Esta conducta de la CNE, iniciada en el año 2016 con la publicación de la primera versión de la NT GNL que ya contenía la “**Condición de Inflexibilidad**”, da cuenta de la **contumacia** con la cual ha actuado dicho organismo, demostrando desde que dictó la primera “*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*” mediante Resolución Exenta N°626, de 23 de agosto de 2016 (NTGNL2016), que ha tenido un total y absoluto desprecio por las normas de defensa de la libre competencia.
6. La **contumaz** conducta de la CNE no ha dejado otro camino a esta parte que recurrir al medio que franquea la legislación antimonopolio para el caso de conductas que, infringiendo grave y tenazmente el artículo 3 del D.L. 211, han producido, producen y seguirán produciendo efectos nefastos para el mercado eléctrico. Efectos anticompetitivos que, como se verá en el curso de este escrito y del proceso, tanto en el corto como mediano plazo, afectarán no sólo a los generadores de energías renovables sino, lo que es más grave, a toda la comunidad de consumidores, pues en el mediano y largo plazo pone en peligro

¹ Como se verá a lo largo de esta demanda, la CNE no consideró -al momento de la modificación de la Norma Técnica- la eliminación de la condición de inflexibilidad, por sus nefastos efectos que tiene sobre la libre competencia en el mercado.

tanto el acceso a precios más bajos de suministro eléctrico², como a la transformación del parque generador a energías menos contaminantes que el GNL, como son las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

II LOS HECHOS:

7. En el año 2016³ la Comisión Nacional de Energía, bajo la dirección del secretario ejecutivo de la época, señor Andrés Romero Celedón, mediante la Resolución Exenta N° 626, de 23 de agosto de 2016, dictó la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* (NTGNL2016), con el objeto de regular las declaraciones de GNL de los generadores para efectos de los programas de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
8. En aquella época, la CNE decidió recurrir a la asesoría de un ex ejecutivo de Endesa Chile, el señor José Venegas Maluenda -actual secretario ejecutivo de la CNE- para elaborar dicha *“Norma Técnica”*.⁴
9. H. Tribunal, tenemos que destacar desde ya que, al momento de elaborarse dicha NT, existía una real preocupación por los efectos anticompetitivos que generaría dicha NT, específicamente respecto de la **“Condición de Inflexibilidad”**. Así en el Diario Financiero, de fecha 3 de junio de 2016, se sostuvo lo siguiente:

“Otro participante de las reuniones sostuvo que, aparte del tema comercial, las eléctricas están preocupadas por las implicancias que este cambio podrían tener en el ámbito de la libre competencia, ya que las empresas que adhieran al nuevo mecanismo podrían ser acusadas de dumping ante la Fiscalía Nacional Económica, entidad que está mirando de cerca a esta industria.”

² Sin perjuicio que estos efectos se podrían dar a largo plazo, el problema del GNL en el corto y mediano plazo es un problema de margen de las generadoras. Si no son sustentables financieramente quiebran, lo que genera una reducción de la oferta (suponiendo que cierren las unidades y no sean adquiridas por terceros que las mantengan operando), manteniéndose el aumento de la demanda (con lo que suben los precios). Mismo efecto se obtiene de impedir la entrada de nuevos participantes (no aumentando por ende la oferta) por la vía de hacer menos atractivo el retorno de la inversión.

³ Ya en la Sesión de Trabajo de GNL, de fecha 26 de octubre de 2015, en la CNE, se sostuvo que “[La] Flexibilidad contractual o por negociación directa ante evento de ocurrencia: Dichas opciones son necesarias pero **no deben generar poder de mercado o fijar los precios del mercado**, por lo que la información respecto a tales flexibilidades debe ser observable por parte del coordinador de la operación.”

⁴ Véase en <https://www.revistaei.cl/2016/06/03/gobierno-define-formula-para-asegurar-la-generacion-con-gas-desplazando-al-carbon/>

10. Ante tal preocupación, en la misma nota de prensa, se señala que la autoridad sostuvo lo siguiente:

“La autoridad reconoce que ese fue uno de los temas complejos, pero que hoy la discusión está centrada en otro punto.”

11. Es decir, el efecto anticompetitivo de la norma ya se vislumbraba en su génesis y fue advertido a la autoridad de la época, esto es la CNE, quien sostuvo que la discusión no estaba centrada en ese punto. En otras palabras, para la CNE las normas de defensa de la libre competencia consagradas en el D.L. N° 211 no eran un tema suficientemente relevante.
12. Lo que resulta más sorprendente es que la CNE de la época contó con la asesoría del actual Secretario General de la CNE, señor José Venegas Maluenda quien, como se verá en el curso de este escrito, lideró en dicha calidad desde la CNE las posteriores modificaciones de la NT de los años 2019 y 2021, que han mantenido la **“Condición de Inflexibilidad”** a favor de las empresas generadoras de GNL.
13. Así H. Tribunal, la conducta reprochada como anticompetitiva en esta demanda en contra de la CNE, consiste en que esta repartición ha establecido, a través de tres actos meramente administrativos y sucesivos en el tiempo, la **“Condición de Inflexibilidad”** en favor de las empresas de generación que operan con GNL. Primero en Resolución Exenta N° 626, de 23 de agosto de 2016, que consagra por primera vez dicha Condición en la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* (NTGNL2016), y luego a través de la Resolución Exenta N°376, de 21 junio de 2019 (NTGNL2019) y Resolución Exenta N° 411 de 13 de octubre de 2021 (NTGNL2021) respectivamente que, modificando formalmente la primera NT, conservaron la **“Condición de Inflexibilidad”** a pesar de las innumerables advertencias⁵ que se le han hecho ver a la CNE durante estos 5 años en que se ha estado aplicando dicha **Condición**, sobre los evidentes efectos anticompetitivos que ha generado en el mercado

⁵ Ver en el INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado los alcances que realizaron nuestras representadas, junto con entidades como Apemec y otras en contra de la mantención de la Condición de Inflexibilidad en la Norma Técnica, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/procesos-normativos-cerrados/>

eléctrico y, lo que es más reprochable, agravándose cada año los efectos perniciosos para el mercado.

- **¿QUÉ SE ENTIENDE POR “CONDICIÓN DE INFLEXIBILIDAD” DEL GNL?**

14. Antes de seguir y a modo de introducción, es conveniente explicar en qué consiste esta “**Condición de Inflexibilidad**”.
15. **Mercado del GNL.** La adquisición de GNL en el mercado mundial supone la compra de volúmenes de gas que se traen al país mediante barcos especiales que transportan el combustible en forma líquida⁶ y que desembarcan este combustible en dos terminales de regasificación de GNL en Chile: Quintero y Mejillones. Dichos terminales a su vez, tienen cierta capacidad de almacenamiento del gas⁷, lo que permite ir extrayéndolo en la medida que sea requerido por parte de distintos usuarios del terminal para su consumo⁸. Entonces, existe cierta logística de llegada de barcos al terminal y de consumo de GNL, velando para que siempre exista holgura de capacidad suficiente en el terminal para recibir el volumen de gas del barco siguiente.
16. Por otra parte, las compras de GNL se efectúan habitualmente de dos formas: mediante contratos de largo plazo o mediante compras *spot* de GNL. En el primer caso, los contratos establecen un número mínimo⁹ y máximo de barcos de GNL a comprar anualmente, y que el usuario debe informar con cierta anticipación al proveedor. A esto se le denomina “*Annual Delivery Program*” o “ADP”. En el caso de las compras *spot* de GNL, por tratarse de adquisiciones para ajustar eventuales déficits de corto plazo de GNL, no requieren de un ADP.
17. Conforme lo han señalado las empresas propietarias de centrales generadoras a gas y la misma autoridad, existirían supuestas situaciones en las que el gas almacenado en el terminal no alcanza a consumirse antes de la llegada del próximo barco al terminal. Ante esta situación, dicho barco tendría que abandonar el terminal sin poder realizar su descarga de GNL, situación

⁶ De ahí el nombre de “Gas Natural Licuado”, “GNL” o “LNG” por sus siglas en inglés.

⁷ 200 millones de metros cúbicos en Quintero y un poco más de 114 millones de metros cúbicos en Mejillones.

⁸ Los principales usos del GNL importado en Chile son para consumo domiciliario e industrial y para generación eléctrica.

⁹ Al número mínimo de barcos a consumir anualmente se le refiere como una opción del tipo “*Take or Pay*”, o “*consúmelo o págalo*”.

denominada como riesgo de “*Sail Away*”. Aquí, las alternativas para resolver este riesgo son evidentemente dos: acelerar o forzar el consumo del gas almacenado o buscar alternativas para que el barco en supuesto riesgo de *Sail Away*, retrase la descarga del GNL o incluso la cancele. Esta última alternativa se resuelve habitualmente mediante variadas opciones contractuales en la adquisición de GNL, dentro de las cuales podemos mencionar: el redireccionamiento de barcos, la venta del GNL en mercados secundarios, la opción de *Make-Up* y la opción de *Demurrage*, todas las cuales en ningún caso implican una pérdida del gas, aunque sí obligan al comprador a pagar por él y quedar con una opción de recibirlo en el futuro, o bien, quedan con la opción de revenderlo en el mercado internacional. Respecto de la primera alternativa, la de acelerar o forzar el consumo del gas, es sobre ella que se justifica la definición de la “**Condición de Inflexibilidad**” implementada en las NTGNLR, y es a lo que se refiere la presente demanda.

18. Atendida esta ilustración breve del funcionamiento del mercado internacional del gas, es que ahora puede explicarse el concepto de “**Condición de Inflexibilidad**”. Ésta se resume en que, ante una situación de riesgo de “*Sail Away*” de barcos en una terminal regasificadora, y ya agotadas supuestamente las alternativas referentes a buscar opciones de retraso o anulación de la llegada de dichos barcos, es que la CNE incorporó la posibilidad de forzar el consumo del volumen de gas que se encuentra en la terminal de regasificación, para la generación de energía eléctrica, y así, desocupar capacidad de almacenamiento de la terminal y, en consecuencia, eliminar el riesgo de “*Sail Away*”. En efecto, la autoridad define que cierto volumen del gas almacenado en la terminal se encuentra bajo una “**Condición de Inflexibilidad**” cuando el gas “no puede ser destinado a un uso distinto al de generación en el SEN”, con el consecuente riesgo de “*Sail Away*”, pero sin ahondar en el abanico de posibilidades contractuales y extracontractuales habituales.
19. **Mercado de Generación Eléctrica.** Tal como se explicará con mayor detenimiento y detalle más adelante en el capítulo que describe el Mercado Relevante, el mercado eléctrico de generación funciona en base a cubrir la demanda instantánea de energía eléctrica enfrentándola a una curva de oferta que se construye ordenando las distintas unidades generadoras desde la de

menor costo variable de producción hasta la de mayor costo¹⁰. El costo variable de producción de las unidades generadoras, por otra parte, corresponde principalmente la costo del combustible para producir energía eléctrica¹¹. Así, el precio del GNL es el principal determinante del costo variable de aquellas unidades que utilizan dicho combustible para producir energía eléctrica. De acuerdo con las reglas generales del despacho, éste es el costo variable del GNL que el Coordinador debe usar para determinar el lugar de la generación con gas en el orden de mérito.

20. En el caso de las centrales que usan GNL, el costo variable representa el costo de adquisición del combustible utilizado, que para todos los efectos corresponde a su costo de oportunidad. Estos costos fluctúan de acuerdo a los vaivenes de los mercados internacionales y el tipo de contratos. A modo de ejemplo, contratos de largo plazo tienen un costo cercano a los US\$5/MMBtu y los contratos spot hoy alcanzan valores entre 12 y hasta US\$32 MMBtu. Esto se traduce en que el costo variable o el costo de oportunidad de un ciclo combinado puede estar en torno a 40 US\$/MWh o bien 90 US\$/MWh. Es decir, la misma central de ciclo combinado, dependiendo del tipo de gas que contrate, puede cambiar su orden de mérito para su despacho en función de su costo variable del combustible que utilice. De acuerdo a lo señalado anteriormente, si un volumen de gas está bajo la “**Condición de Inflexibilidad**”, entonces la unidad generadora que utilice dicho combustible entrará en el despacho por orden de mérito a un costo variable menor que su valor real (costo de adquisición del GNL)¹², lo cual económicamente es equivalente a desplazar la curva de oferta hacia la derecha, lo cual implicará que su intersección con la curva de demanda será en un punto que marcará un menor precio de la energía y, por tanto, el efecto de la “**Condición de**

¹⁰ A esto se le denomina “lista de prioridad” u “Orden de Mérito” del despacho de unidades generadoras y es efectuado por un ente independiente llamado “Coordinador Eléctrico Nacional”, “Coordinador” o “CEN”, conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N°125 de 2019.

¹¹ En el caso de las centrales renovables, su costo variable es cero ya que corresponde a un recurso primario que no representa un costo de adquisición: sol, viento, agua, etc. La excepción es el caso de las unidades hidroeléctricas que aprovechan aguas embalsadas, ya que al agua embalsada se le calcula un “Costo de Oportunidad”, el que, en términos simples, permite tomar la decisión de utilizar esa agua embalsada en el presente o en el futuro, buscando minimizar el costo de operación del sistema eléctrico.

¹² Costo variable igual a cero según la NTGNL2016 y NTGNL2019 y costo variable igual a un “Costo de Oportunidad” según la NTGNL2021.

Inflexibilidad” es, justamente, el de deprimir artificialmente el costo marginal de la energía.

21. Pero la “***Condición de Inflexibilidad***” no sólo altera el Orden de Mérito de las unidades generadoras que cubrirán la demanda instantánea de energía eléctrica (que, en rigor, significa alterar la operación del sistema eléctrico), sino que también altera en forma importante los precios de la energía y su significado como señal de inversión del sector. El costo marginal de energía del sistema¹³, que es el precio con que se transan los intercambios de energía entre generadores, es desde un punto de vista económico el resultado de intersectar las curvas de demanda y oferta eléctricas, lo que en definitiva este precio de la energía es igual al costo variable de la unidad generadora que produjo y entregó marginalmente la última unidad de energía eléctrica para abastecer la demanda¹⁴.

22. Entonces, la “***Condición de Inflexibilidad***” permite a un selecto grupo de empresas generadoras que compran y utilizan el GNL para su generación, forzar el consumo de un cierto volumen de gas (tal como explicamos anteriormente) mediante una alteración de su costo variable de producción de energía eléctrica según las NTGNL2016 y NTGNL2019, y actualmente mediante la determinación por parte de Coordinador de costo de oportunidad según a la nueva NTGNL2021, de modo de tener un despacho garantizado de sus unidades generadoras que utilizan gas declarado en “***Condición de Inflexibilidad***”, saltándose por tanto la fila en el Orden de Mérito que le correspondería según el real costo variable de generación que tiene con gas. En ambos casos el efecto sobre los costos marginales es, todo lo demás constante, idéntico, **pues se supone que generar con GNL no tiene Costo de Oportunidad**.

23. **El Costo de Oportunidad** de un determinado curso de acción, es la mejor alternativa sacrificada al seguirlo. Suponer que el gas natural no tiene costo

¹³ Llamado también “Precio Spot de la Energía”.

¹⁴ El Costo Marginal de Energía es calculado por el Coordinador de acuerdo al Decreto N°125 de diciembre de 2019, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, que define en su Art. N° 165 que “el costo marginal en cada barra corresponderá al mayor costo de producción de energía en cada barra de acuerdo al listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de programación de la operación”, y el Art. N° 57 de este mismo decreto, señala que el Listado de Prioridad (u Orden de Mérito), se define en base a un “(...) orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad”.

de oportunidad implica suponer que no tiene uso alternativo más que ser generado.

24. La consecuencia en el mercado eléctrico, en la práctica, es que el término de GNL en “**Condición de inflexibilidad**” sólo señala que se trata de un bloque de GNL regasificado que permite que ciertas unidades generadoras se salten su lugar en el orden de mérito determinado por su costo variable, y que será despachado con prioridad como si su costo variable fuera igual a cero. No tiene más sustento o contenido que ése.

25. Ahora, cabe preguntarnos ¿Por qué existe la “**Condición de Inflexibilidad**”?:

- **PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE LOS CDEC, LOS CONTRATOS TAKE OR PAY Y EL DICTAMEN 3/2011 DEL PANEL DE EXPERTOS**

26. La discusión acerca del lugar del GNL en el orden de mérito es de larga data. La referida condición surge en Chile a partir de las definiciones que se fueron adoptando en el “Procedimiento DO de declaración de costo de combustibles” del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y luego del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), actualmente refundidos en el Coordinador Eléctrico Nacional. Dicho procedimiento incorporó la necesidad de informar la modalidad contractual del GNL, señalado:

“Adicionalmente, se deberá informar si existen contratos bajo modalidad Take or Pay suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los períodos en que aplican. En cuyo caso se deberán informar los costos incurridos, volúmenes comprometidos y períodos correspondiente”

27. Sobre esta definición surgió una discrepancia en el CDEC-SING presentada en el año 2011 ante el H. Panel de Expertos¹⁵, por parte de la minera

¹⁵ El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y de servicios de gas que las empresas eléctricas, de servicios de gas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento

Codelco¹⁶, pues la versión original del Procedimiento DO del CDEC-SING no incluía el requisito de informar la modalidad contractual. Codelco, apoyado por Minera Escondida (propietaria de generadora Tamakaya), buscaba que las generadoras reconocieran un costo fijo en los contratos Take or Pay, es decir, con un costo variable cero, y con ello recibir significativamente sus costos de suministro. En contra de esta discrepancia presentó la Dirección de Operaciones del entonces CDEC-SING, autor del procedimiento señalando, según consta en el texto del Dictamen N°3 -acompañado en un otrosí- de 2011, que:

*“la inconveniencia de desnaturalizar al CDEC y entenderlo como el depositario de las condiciones -o modalidades- contractuales de los distintos insumos de generación que se utilizan para las decisiones de operación ya que tampoco lo es en el ámbito específicamente eléctrico. (...) la experiencia y aplicación del Manual de Procedimiento N° 16, que es la base de la propuesta del Nuevo Procedimiento DO sobre el cual se discrepa, ha cumplido su objetivo y ha dado certeza y garantía a los distintos integrantes del CDEC. Los ajustes realizados en el Nuevo Procedimiento DO, señala, se refieren a aspectos específicos, sin renunciar a principios tales como: responsabilidad de información de las empresas, mecanismo de validación y auto-regulación, respaldo y trazabilidad de costos informados, pool de costos declarados, **impidiendo mercado de oferta o autodespacho, entre otros.**”*

¹⁶ Cristián Araya, en su trabajo antes citado, respecto de la respuesta que dió GasAtacama a la discrepancia interpuesta por Codelco, señala este autor: “GasAtacama expuso que la discrepancia presentada por CODELCO y apoyada por Escondida, parte de premisas erradas. Indicó que el procedimiento impugnado otorgaba certeza a los distintos actores en relación con la efectividad de los costos, por cuanto obliga a cada empresa a declararlos en forma responsable, con un respaldo fidedigno, sujeto a un procedimiento que permite a la DO acceso a toda la información necesaria para realizar la verificación de los costos y fiscalizado por la Superintendencia. Para GasAtacama, en un mercado de “costos declarados” lo que debe ser de público conocimiento es el costo variable del combustible y no las condiciones contractuales y comerciales. Es falso, a su juicio, que los contratos take or pay tengan, en forma permanente, un costo variable de combustible igual a cero. Explicó la empresa que, en la modalidad contractual take or pay, existe una serie de flexibilidades en el uso del gas natural, y que solo una vez agotada la posibilidad de dar un uso alternativo al gas natural se puede sostener que el costo de este es nulo. Agregó que la modificación que proponía CODELCO era discriminatoria, ya que aplicaría solo para el gas natural, omitiendo al carbón, el cual también tiene contratos con cláusulas de take or pay en la cadena de suministro. A su juicio, se equivocó CODELCO, pues el Director de Operación no tiene facultades de fiscalización, sino que de verificación de precios actuando como ministro de fe, cuando los precios declarados son observados por alguna de las empresas integrantes; quien realiza las funciones de fiscalización es la SEC. Afirmó que se pretendía llevar al ámbito público, información de las empresas que es de carácter privado.”, véase en <http://dx.doi.org/10.4067/s0718-80722017000100183>.

28. E-CL (actual Engie), apoyó la postura del CDEC-SING y pidió rechazar la solicitud de Codelco, señalando que las empresas generadoras estaban impedidas de informar sobre elementos confidenciales de los contratos de compra de gas, pues ponía en riesgo sus compromisos contractuales y lo solicitado por Codelco era innecesario, perjudicial y arbitrario. Al respecto, el Panel resume la posición de E-CL, señalando que:

*“Hace notar E-CL el riesgo de ultrapetita y precisa que la solicitud de Codelco apunta solamente a incluir un párrafo referido a entregar información contractual en forma pública y destaca que no es esta discrepancia una instancia de decisión respecto de si los contratos celebrados en modalidad take or pay son en sí mismos costos fijos. . A juicio de la interviniente **el axioma simplista de que todo contrato take or pay es un costo fijo y que por ello redundaría en menores costos para los clientes, es falso.** E-CL expone al respecto algunas características de la industria del gas donde concurren diferentes formas en la logística de suministro, desde uno rígido a uno flexible y **la presencia de derechos contractuales del comprador que permiten flexibilidades en el consumo de GNL.** Rechaza esta empresa que exista semejanza entre un almacenamiento de GNL y un embalse de agua, porque el agua está confinada en el embalse sin usos alternativos más que la producción de la electricidad **mientras que el GNL almacenado tiene innumerables usos alternativos e interacción con otras industrias como la industria minera, eléctrica en el SIC, industria gasífera en Argentina, etc.**”*

29. Por su parte GasAtacama (actualmente de propiedad de Enel), quien también rechazó la posición de Codelco, señaló que asumir un costo fijo para los contratos Take or Pay, es errado y solo pretende bajar los precios de suministro, sin embargo tendrá un efecto final que perjudicará al consumidor en vez de favorecerlo”. El Panel resume la posición de GasAtacam señalando:

*“Para GasAtacama, en un mercado de “Costos Declarados” **lo que debe ser de público conocimiento es el costo variable del combustible y no las condiciones contractuales y comerciales.** El costo declarado, insiste, debe ser suficientemente acreditado por la empresa que lo declara. **Es falso, a su juicio, que los contratos take or pay tengan, en forma permanente, un costo variable de combustible igual a cero,** como se ha ejemplificado para el caso del CDEC-SIC. Señala que este*

*organismo se limitó a solicitar información respecto de si existen contratos take or pay, de manera más restringida que la información que pretende Codelco. En términos similares desvirtúa el caso de la empresa Colbún, en atención a las características de los contratos de gas de Colbún, que constituyen una excepción en el sector. Explica la empresa que, **en la modalidad contractual take or pay, existen una serie de flexibilidades en el uso del gas natural, y que sólo una vez agotada la posibilidad de dar un uso alternativo al gas natural se puede sostener que el costo de éste es nulo***

30. El Panel de Expertos finalmente acogió por unanimidad la solicitud de Codelco, exigiendo al CDEC-SING incorporar información sobre la modalidad contractual de la compra del GNL. El Panel en su dictamen, interpretó también que los contratos Take o Pay *“efectivamente incide en los costos marginales en que incurre un coordinando en la producción de sus plantas de generación”*. De esta forma, en los respectivos CDEC se adoptó la tesis de asignar un costo variable nulo para los contratos *Take Or Pay*.
31. Con el tiempo, en la primera NTGNLR del año 2016, se definió el GNL en **“Condición de inflexibilidad”** atribuyendo esta inflexibilidad a las rigideces contenidas en las cláusulas *take or pay* de los contratos de suministro de gas y al hecho que todos los años existe un *annual delivery program* (programa de entrega anual o ADP) que se define meses antes de que comience el año, tal como se explicó anteriormente. Así, la cadena lógica que llevó a la definición de la **“Condición de Inflexibilidad”** sería: (i) los contratos de compra de GNL son *take or pay*; (ii) la cantidad anual de GNL a comprar se fija en el contrato y, luego, se confirma en el ADP; (iii) una vez fijada la cantidad anual, ésta es conocida y fija, y también es fija la fecha de la llegada de los barcos al terminal regasificador; (iv) por lo tanto, el dueño del GNL ya no tiene flexibilidad y está obligado a usar el gas.
32. Sin embargo, nada que se le parezca al GNL en **“Condición de inflexibilidad”** existe. En efecto, en la práctica, el generador no está obligado a traer y usar todo el GNL comprometido en el ADP, porque habitualmente los contratos tienen cláusulas que les permiten contar con una serie de opciones que otorgan flexibilidad al consumo del gas. Entre ellas, existen condiciones que permiten al generador cancelar un barco programado en el ADP hasta 40 días antes de la carga del barco, pagando una multa razonable. Esta multa es

decreciente con la anticipación con la que se cancela el barco.¹⁷ u opciones de *Make-Up* que permiten postergar el consumo del gas para el futuro, opciones de *Demurrage* que permiten, con un costo razonable, que el barco espere en puerto algunos días antes de descargar el GNL en el terminal regasificador, con el objeto de otorgar mayor tiempo a consumir el gas que se encuentra en dicho terminal, estanques flotantes que permiten extender la capacidad de los estanques locales, descargas parciales entre los terminales Quintero y Mejillones para distribuir el gas, sin mencionar además las alternativas de flexibilidad que permiten el desvío de barcos para ser vendidos en otros mercados¹⁸, ya sea desviando el mismo buque, o bien, ya descargado por medio de los gaseoductos con Argentina. Como ya indicamos, todas estas cláusulas y opciones contractuales están y han estado habitualmente disponibles para los compradores de gas (así lo confirma E-CL y GasAtacama desde el año 2011), por lo que su existencia en los contratos respectivos está supeditada al interés en que existan flexibilidades en la compra del gas por parte del cliente. Lo anterior ciertamente pone en evidencia la incongruencia de un costo de oportunidad nulo y la existencia de un GNL en “Condición de Inflexibilidad”. Cabe señalar también, que la sola existencia de esta condición, desincentiva a los generadores con GNL a buscar elementos de flexibilidad contractual.

33. A lo largo de esta demanda se explicará cómo ha operado y seguirá operando en los hechos la **“Condición de Inflexibilidad”**.

- **DICTACIÓN DE LA "NORMA TÉCNICA PARA LA PROGRAMACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNIDADES QUE UTILICEN GNL REGASIFICADO" RESOLUCIÓN EXENTA N° 638 DE 29 DE AGOSTO DE 2016 – (NTGNL2016):**

34. La Comisión Nacional de Energía, con fecha 29 de agosto de 2016, aprobó por Resolución Exenta N° 638 la primera versión de la "Norma Técnica para

¹⁷ En el caso de los contratos de GNL Chile, las multas por cancelación son: 0,67 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 180 días antes de la carga; 0,81 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 90 días antes de la carga y a lo más más 180 días antes de la carga; 1,78 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 40 días antes de la carga y a lo más más 90 días antes de la carga.

¹⁸ Por ejemplo, el mercado asiático en el cual se han observado importantes *peaks* de precios spot de gas en los últimos meses.

la programación y *coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado*" la **“Condición de Inflexibilidad”**.

35. En primer lugar, H. Tribunal es necesario señalar que ya en las minutas del Grupo de trabajo del GNL que discutió la primera "Norma Técnica para la programación y *coordinación de la operación de unidades que utilicen gnl regasificado*" del año 2016, se reconocía la inexistencia de razón alguna para consagrar una denominada **“Condición de Inflexibilidad”** a favor de los generadores que operan con GNL. Así por ejemplo, el lunes 26 de octubre de 2015, el actual Secretario Ejecutivo de la CNE y asesor de dicha Comisión a la época, don José Venegas, afirmó en la sesión N°3¹⁹ del Grupo de trabajo de la NT del GNL convocado por esa repartición, lo siguiente:

“Dada las condiciones del mercado, existen opciones de trading de un embarque comprometido de GNL incluso si dicha opción no está en el alcance original del contrato. Gran incidencia en la posible negociación es el plazo de anticipación de aviso de rechazo de embarque, dado existencia de costos de cancelación y los costos alternativos para el GNL rechazado.

36. Y en relación a los contratos *take or pay*, sostuvo lo siguiente:

“Contratos Take or Pay (ToP) “puro” – sin flexibilidades – no existiría en la práctica, dada la existencia de un costo alternativo del insumo.”

37. Ahora bien, H. Tribunal, nada indica que el grupo de trabajo que discutió la NTGNL2016 haya ahondado en la lógica de la **“Condición de Inflexibilidad”**, mucho menos que haya tenido en mente estos hechos. Aún más, una de las minutas de las sesiones convocadas al efecto indica que, en algún momento, concluyeron que la “inflexibilidad” podía ser característica de una parte del suministro de GNL de un generador, y que el GNL “inflexible” podía convivir, incluso simultáneamente, con otra parte del suministro de GNL “flexible”; todo dependía de qué decía el contrato, las restricciones operacionales y condiciones comerciales, según fueran evaluadas por el generador.

¹⁹ Véase en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/04/Grupo-Trabajo-GNL-Minuta-Sección-3-26oct2015.pdf>

38. Cabe hacer presente que, ya al dictarse esta primera NT se plantearon varios desacuerdos, como da cuenta la nota de prensa del Diario Financiero:

“Casi ocho meses de discusión, con estudios, opiniones de expertos y varios desacuerdos, terminaron hace dos días con la publicación por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) del borrador de una nueva norma técnica que busca privilegiar la operación de las centrales que usan gas natural, dejando sin operar a aquellas que queman carbón y diésel.”²⁰

39. Sin embargo, de todo lo anterior, el resultado fue una NT que le dio discreción al generador que opera con GNL para elegir qué parte y cuánto del GNL declararían en **“Condición de inflexibilidad”**.

40. Así desde el año 2016 la **“Condición de Inflexibilidad”** pasa a formar parte de una Norma Técnica constituyéndose en un acto administrativo propiamente tal. Acto Administrativo que fue aprobado por la CNE a través de una Resolución Exenta de su Secretario Ejecutivo de la época. Esta primera NT sobre GNL Regasificado estableció los parámetros de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones para la programación y coordinación de la operación de unidades de generación que utilicen GNL regasificado, incluyendo los criterios para la determinación del costo variable y disponibilidad del insumo. Todo ello con el objeto de que tanto el Coordinador como los coordinados del SEN siguiesen esas pautas en la programación y despacho de las centrales que utilicen GNL.

41. La diferencia entre la NT del año 2016²¹ y el Procedimiento DO del CDEC SIC²² es que la NT incorporó un elemento claramente subjetivo en la ecuación

²⁰ Véase en: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/gobierno-define-formula-para-asegurar-la-generacion-con-gas-desplazando/2016-06-02/213231.html>

²¹ La Norma Técnica de 2016, señala que “(..) Las Unidades GNL que se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costovariable total igual a cero”

²² Es necesario destacar como señala Cristián Araya M. que: “El procedimiento del CDEC-SIC no asigna un valor a los combustibles, ya que su función es fijar un criterio general para la determinación de los costos, destinado a perdurar en el tiempo. Siendo parte de sus funciones velar por el cumplimiento de la reglamentación vigente, así como también por la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, estableciendo los criterios generales para el cumplimiento de dicho objetivo, mediante acuerdo adoptado por su directorio, el CDEC-SIC dispuso que, a efectos de optimización de la operación del sistema, el costo variable combustible de las unidades que utilicen gas disponible bajo el esquema take or pay, será igual a cero durante el periodo de programación.” Finalmente, el autor expresa que: “De esta forma, el directorio del CDEC-

al diferenciar la condición de suministro de cada contrato como flexible o inflexible. Así, conforme a la NT ya no basta que un determinado contrato incluya el suministro bajo condiciones *take or pay*, sino que el suministro debía estar privado de otros usos alternativos a la generación eléctrica que no causen un perjuicio económico para su titular, **a juicio del propio generador de GNL regasificado.**

42. Así este elemento subjetivo no es otra cosa que la aplicación de la **“Condición de Inflexibilidad”** que quedó entregada a la discrecionalidad del generador que opera con GNL otorgándole un poder de mercado insoslayable: al declararse inflexible automáticamente autodespacha sus unidades con GNL incrementando su participación en la producción de energía y afectando a la baja el costo marginal y, por ende, los precios a los cuales los deficitarios en este mercado compran la energía a los excedentarios.

- **MODIFICACIÓN DE LA "NORMA TÉCNICA PARA LA PROGRAMACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNIDADES QUE UTILICEN GNL REGASIFICADO" RESOLUCIÓN EXENTA 376 DE 21 JUNIO DE 2019.**

43. En junio de 2019 la CNE, ya a cargo del actual secretario ejecutivo, José Venegas Maluenda (quien asesoró a la propia CNE en la primera NT), procedió a modificar la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* mediante la Resolución Exenta Nº 376, de fecha 21 de junio de 2019.
44. Esta NT del año 2019, es la que ha tenido mayor aplicación y por tanto es la que concentra los mayores efectos anticompetitivos en el mercado de generación eléctrica, puesto que estuvo vigente, desde junio de 2019 a la

SIC fijó un criterio general para la valorización de los costos variables del gas disponible bajo un esquema que se declare como take or pay, independiente del uso alternativo que efectivamente se le pueda dar o no a ese combustible al momento de su declaración de costos, lo cual podría deberse a que el directorio consideraba equivalentes ambos conceptos. La duda que surge es si por la vía del proceso de verificación de costos que consideraba el mismo procedimiento regulado por el CDEC-SIC podría desvirtuarse el costo variable predefinido si se acreditaba que el mismo no era real”. Véase en: <http://dx.doi.org/10.4067/s0718-80722017000100183>

fecha de la actual NT, esto es 18 de octubre de 2021. Dado esto, es que a continuación se analiza su contenido.

45. La **“Condición de Inflexibilidad”** se encontraba definida en el artículo 3.3. literal 3) inciso 2º de la NT y señala:

“Se entenderá que un volumen tiene condición de inflexibilidad si éste no puede ser destinado a un uso distinto al de generación del sistema eléctrico nacional en la Ventana de Información, sin causar un perjuicio económico relevante a la Empresa Generadora GNL calificado como tal por la misma”

46. En este sentido, la **“Condición de Inflexibilidad”** en la NT: Se refería a un volumen de GNL regasificado (dado que la NT es exclusivamente para unidades que utilizan este tipo de combustible para inyectar al SEN).
47. Se trata de GNL regasificado que “no puede ser destinado a un uso distinto al de generación del sistema eléctrico nacional en la ventana de información sin causar un perjuicio económico relevante a la Empresa Generadora GNL”.

Como ya se ha señalado, es la propia empresa generadora de GNL quien declara la **“Condición de Inflexibilidad”** y también el supuesto perjuicio económico relevante. Lo que por cierto le permite al generador GNL saltarse el orden de mérito, desplazar la curva de oferta de generación y así reducir sus compras de energía y por este medio el costo marginal. En otras palabras, un generador de gas puede ejercer poder de compra gracias a la Norma técnica.

- MINUTA “GESTIÓN DE GNLR CON RESTRICCIONES DE ALMACENAMIENTO A TRAVÉS DE COSTOS DE OPORTUNIDAD” DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL”

48. H. Tribunal, antes de entrar a ver la modificación de *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* del 2019 que da lugar a la actual NT, vigente a partir del 13 de octubre de 2021, es necesario dar cuenta de un hecho público y notorio que resulta -a lo menos- sorpresivo, pero a la vez indiciario de lo que se vendría con esta actual NT y que por cierto, da cuenta de los efectos perniciosos de la **“Condición de Inflexibilidad”** que han tenido que soportar nuestras representadas y todos los generadores que no operan con GNL.

49. Es del caso señalar que, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), organismo técnico y autónomo, de derecho público, encargado de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, mientras se estudiaba el cambio de la NT, decide publicar y aplicar a partir del 4 de septiembre de 2021 a las operaciones de GNL una minuta titulada “**Gestión de GNLR con Restricciones de Almacenamiento a través de costos de oportunidad**”²³, contraviniendo expresamente la Norma Técnica de 2019, que era aplicable en esa fecha y que estuvo vigente, según entendemos, hasta el 18 de octubre de 2021, fecha de la actual “*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*”.
50. En la mencionada minuta se establecen nuevos criterios de programación, distintos y alejados a los establecidos en la Norma Técnica de 2019 -que como se ha dicho estaba vigente hasta el 18 de octubre de este año-, evitando aplicar la Norma Técnica vigente.
51. En la Minuta, el Coordinador señala lo siguiente:
- i. *Considera al GNLR como energía gestionable por naturaleza, al almacenarse en estanques y, porque el terminal tendría características de un sistema de almacenamiento de energía, y en razón de ello, le correspondería calcular y utilizar el costo de oportunidad según el D.S. 125, asimilándolo erróneamente al funcionamiento de las centrales hidroeléctricas.*
 - ii. *Por otra parte, en lugar de utilizar el Costo Variable Total incurrido asociado a las Unidades GNL que utilizan volumen GNLR, utiliza el costo de Oportunidad en la Política de Operación.*
 - iii. *Considera una proyección del SEN en base a la modelación utilizada en el Programa Diario con un horizonte de evaluación máximo de 6 semanas, que permitiría identificar los volúmenes de GNLR con baja probabilidad de colocación por despacho a mínimo costo, utilizando el precio contractual reportado por el generador.*

²³ Véase en <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/coordinador-se-adelanta-a-norma-tecnica-de-gnl-y-aplica-nuevo-modelo/2021-09-08/205107.html>

- iv. *Para el caso de las centrales generadoras asociadas al terminal Mejillones, se considerará el volumen máximo admisible a la llegada del siguiente buque y, para las asociadas al terminal Quintero, los derechos de uso de cada empresa generadora y las proyecciones de uso de GNLR.*
 - v. *Una vez identificado el GNLR Gestionable, la Programación de la Operación considera los siguientes aspectos:*
 - *Determina la disponibilidad semanal (7 días) del GNLR Gestionable a prorrata entre las semanas faltantes para la llegada del siguiente buque con riesgo de Sail Away o en base a una distribución semanal obtenida a partir de la proyección de la operación realizada para identificar la existencia de GNLR Gestionable.*
 - *Al término del horizonte de cada programación de la operación o para la fecha de arribo del buque con riesgo Sail Away, se establece que el GNLR Gestionable remanente es igual a cero.*
 - *Se determina el costo de oportunidad de GNLR Gestionable considerado en cada programación de la operación y se incluye en la Lista de Prioridades de Colocación.*
- 52.** Es decir, como se verá, el Coordinador Eléctrico Nacional decide adelantar la nueva NT -con su Minuta- un poco más de un mes antes que la propia Comisión Nacional de Energía dicte la nueva NT.
- 53.** La Minuta señala que dichos criterios corresponderían a una medida para minimizar las restricciones de capacidad de infraestructura de GNLR, en los términos del numeral 7 del artículo segundo del D.S. N°51/2021 que “Decreta medidas preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, publicado el 18 de agosto de 2021 (el “D.S. N° 51 o el “Decreto de Racionamiento”).
- 54.** Hacemos presente que los criterios que establece la Minuta como aplicables a la programación del SEN para gestionar el GNLR, que según el CEN tendría restricciones de almacenamiento, ni siquiera permitiría solucionar problemas de almacenamiento de energía, ni la adecuada operación y seguridad del SEN. Todo esto, no obstante que los actos o procedimientos internos del Coordinador debe sujetarse a las normas técnicas dictadas por la CNE y, que en este caso corresponde a las normas contenidas en la NTGNLR,

actualmente vigente y, por otra parte, porque ha aplicado al GNLR el precio sombra en el mercado spot luego de calificarlo arbitrariamente como gestionable con restricciones de almacenamiento, siendo que este precio sombra se determina luego que el Coordinador establece un costo de oportunidad cero para el volumen de GNLR.

55. Cabe destacar de este sorprendente y arbitrario hecho, que tiene como protagonista al CEN y que produjo efectos nocivos en el corto periodo que se aplicó por dicho organismo, la CNE no tuvo reacción alguna al respecto, no obstante que estaba pronta a concluir la modificación de la NT respectiva.

- **MODIFICACIÓN DE LA "NORMA TÉCNICA PARA LA PROGRAMACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNIDADES QUE UTILICEN GNL REGASIFICADO" RESOLUCIÓN EXENTA 411 DE 13 DE OCTUBRE DE 2021.**

56. H. Tribunal, ante graves y evidentes anomalías en el uso de la “**Condición de Inflexibilidad**” por parte de las generadoras de GNL, que se venían produciendo, como se acreditará, desde el año 2016 a partir de la primera NT y que se agravaron con la Norma Técnica del año 2019, la CNE ante los cuestionamientos no solo de los generadores que no operan con GNL, como son los hidroeléctricos, solares, eólicos y en general operadores de centrales con energías renovables, sino que también del mundo académico y del sector eléctrico en general, como consecuencia de los graves y notorios efectos anticompetitivos de la “**Condición de Inflexibilidad**”, decidió iniciar un proceso de modificación de dicha NT del 2019.

57. Dentro de los motivos para iniciar el proceso de modificación de la Norma Técnica de 2019, podemos destacar los siguientes: (i) Al contrario de lo que decía la Norma Técnica, las declaraciones de gas inflexible no han sido excepcionales y han pasado a constituir una práctica común.²⁴ (ii) Al disminuir los costos marginales, las declaraciones de inflexibilidades en el largo plazo podrían provocar retrasos en inversiones eficientes en instalaciones de generación renovable o para mayores almacenamientos de GNL; (iii) Las declaraciones de inflexibilidades sistemáticas tienen efectos en

²⁴ Véase en: https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=230411&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

el mercado, afectando a los agentes y dando señales inadecuadas a las Empresas Generadoras GNL. En efecto, la posibilidad de ejercer poder de compra en el mercado spot es un estímulo a sobrecontratarse, lo que a su vez genera incentivos a realizar abundantes declaraciones de GNL inflexible, considerando la forma en que estos afectan a la baja el costo marginal; (iv) Los costos marginales cumplen un rol fundamental en el desarrollo del mercado de generación y es por tanto importante que reflejen fehacientemente los costos del sistema para satisfacer la demanda. Es por esto que, con la nueva modificación de la Norma Técnica, la incorporación de la determinación de un precio sombra (costo de oportunidad) para el GNL permite dar una señal adecuada a los agentes del Mercado de Corto Plazo, coherente con la operación a mínimo costo del sistema eléctrico y las capacidades de gestión temporal de los insumos de las distintas tecnologías²⁵. Sin embargo, en la práctica el GNL inflexible distorsiona el precio del mercado spot.

58. Como V.S. puede apreciar todos estos motivos dan cuenta de algo obvio, la **“Condición de Inflexibilidad”** es per se anticompetitiva, lo ha sido desde el primer momento en que se estableció por la NT del 2016, lo fue durante el tiempo que se aplicó dicha NT. Lo ha sido desde el año 2019 en que se modificó la NT -especialmente en este período- y lo sigue siendo con la actual NT de 13 de octubre de 2021. Y lo es porque cualquiera sea el tratamiento que se le ha dado, establecer en favor de un competidor una **“Condición de Inflexibilidad”** es per se anticompetitivo, puesto que sólo a un generador a quien le conviene comprar más barato querrá usar la condición de flexibilidad.
59. H. Tribunal, sobre el proceso de modificación de la NT del 2019, que dio lugar a la actual y vigente NT del GNL, debemos señalar que nuestras representadas asumieron con esperanza e ilusión la posibilidad que finalmente se pusiera término a la **“Condición de Inflexibilidad”**, para lo cual participaron entregando un sinnúmero de antecedentes e informes a la propia CNE para que fuesen tomados en consideración en la elaboración de la nueva NT.
60. No obstante lo anterior, la CNE en el procedimiento consultivo de la NT no consideró los diversos planteamientos que tanto nosotros como otras

²⁵ Véase en INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS sobre la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado, de octubre de 2021, disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/procesos-normativos-cerrados/>

empresas del sector e incluso asociaciones gremiales²⁶hicieron presente y que daban cuenta de los efectos anticompetitivos que ha producido la inclusión de este mecanismo que sólo ha servido para favorecer a las grandes empresas generadoras que operan con GNL en el mercado eléctrico. Es más, la “**Condición de Inflexibilidad**” se mantiene al día de hoy.

61. ¿Cuáles fueron dichos planteamientos?: Para ilustrar al H. Tribunal, señalaremos algunos de los cuestionamientos que se hicieron presente en el curso del proceso de modificación de la Norma Técnica de 2019²⁷ y que justificaban la eliminación de la “**Condición de Inflexibilidad**”, a saber:

1. **Produce una baja en los costos marginales que es relevante para el desarrollo de proyectos ERNC**”. (Secretario Ejecutivo de la CNE en su exposición a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados el 05/07/2021). En efecto, diversos estudios presentados a la CNE dan cuenta de los efectos y costos que impone artificialmente la condición de inflexibilidad, que alcanzan a los US\$ 99 millones entre enero 2019 y marzo de 2021 (Informe Breves de Energía, abril 2021), un efecto no menor que afecta a los generadores excedentarios del sistema, más de 400 generadores principalmente renovables, y beneficia a unos pocos generadores que operan centrales a gas, entre ellos, ENEL, COLBUN, ENGIE y TAMAKAYA. Debido a las distorsiones de precios, se ha estimado un impacto del orden de US\$ 950 millones de menor inversión renovable al 2034 (1500 MW), las que se verán postergadas o desplazadas debido a la priorización de GNL mediante la inflexibilidad. (Estudio MPrism, Ignacio Alarcón, Jun 2021). Asimismo, la menor inversión renovable incrementará las emisiones de gases de efecto invernadero en torno a 6 millones de toneladas de CO₂e, atentando contra las metas medioambientales comprometidas por el país y desafiando la política energética hacia una matriz renovable, transversalmente anhelada por la sociedad chilena. La afectación de precios del sistema y el desplazamiento artificial de nueva inversión renovable y almacenamiento, dada por la garantía del GNL inflexible que otorga la norma, incrementará los costos operacionales en torno a US\$ 505 millones, lo que representa

²⁶ Se acompaña carta en un otrosí.

²⁷ Ídem

cerca de un 39% de incremento con respecto al escenario en que se elimine la inflexibilidad y el gas deba competir con las mismas reglas que rigen al resto de los generadores térmicos.

2. **A la fecha no han existido estudios que justifiquen económicamente la existencia de la *Condición de Inflexibilidad***, solo conocemos el juicio de valor por parte de la CNE indicando que “hay un nivel de inflexibilidad que es aceptable para acceder a precios más bajos de GNL” (Secretario Ejecutivo de la CNE en su exposición a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados el 05/07/2021), justificando así una eventual necesidad social de que exista un cierto nivel de inflexibilidad, sin que a la fecha haya alguna cuantificación o análisis por parte de la CNE que permita justificar dicha necesidad, la que por cierto debería incorporar los efectos ambientales asociados que se deriva de priorizar la generación de un combustible fósil como el GNL. Debemos reiterar que la premisa de un precio bajo del GNL no afecta a los contratos con las distribuidoras ni a los clientes regulados, ya que dichos contratos se negociaron a largo plazo. Por lo tanto, no hay una necesidad social ni puede haber un nivel de inflexibilidad aceptable para acceder a precios bajos de GNL, pues aquí sólo hay un beneficio privado y no social. Ese beneficio es para los que utilizan GNL y va en perjuicio de las energías renovables. Finalmente, señalamos que la “Condición de Inflexibilidad” es un concepto que no se encuentra contemplado, ni siquiera mencionado, en disposición legal ni reglamentaria alguna que regule la actividad económica del mercado de generación eléctrica. Desde luego la LGSE no hace referencia alguna a una “**Condición de Inflexibilidad**”

3. **Atenta contra el Principio de Reserva Legal de la Constitución Política de la República (CPR)**. La Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) consagra un mercado de la energía y potencia en base al modelo económico denominado “Peak-Load Pricing”, o modelo marginalista (arts.149 y 225 f) LGSE). Dicho modelo determina, entre otras cosas, que el despacho de las centrales interconectadas se realiza por estricto criterio de mérito económico, el cual, de acuerdo con el antes referido modelo, implica la consideración de los costos marginales para decidir el despacho de las instalaciones

del sistema. La operatoria del referido esquema de despacho debe ceñirse prioritariamente a la regulación contenida en la ley y a los desarrollos que de ésta se realice en los reglamentos y en las normas técnicas dictadas por la CNE. Si bien la CNE cuenta con una potestad normativa que se materializa precisamente en la dictación de normas técnicas, dicha facultad no es autónoma, sino que está supeditada a las reglas y principios legalmente establecidos, so pena de incurrir en un vicio de inconstitucionalidad, lo anterior, dado que la regulación de las actividades económicas está sujeta a reserva legal (art. 19 N° 21 de la CPR), de forma que los elementos esenciales de tal regulación deben estar en la ley, admitiendo la colaboración reglamentaria para precisar o detallar aquellos aspectos regulados de manera genérica en el texto legal, no pudiendo tales desarrollos contravenir la regulación legal.

Al respecto, solo hacer presente que en parte alguna la LGSE ni otra ley consagra ni menciona la **“Condición de Inflexibilidad”**

4. **Infringe los principios económicos contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).** Cualquier desviación reglamentaria del régimen de funcionamiento del sistema eléctrico requiere fundamentarse en alguno de los principios primordiales del art. 72-1 de la LGSE: preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema, o en otras reglas de dicha ley o incluso de otras leyes como, por ejemplo, el art.8 de la Ley No20.780, de forma de respetar la garantía constitucional de reserva legal en materia de regulación económica.

Aún más, no puede plantearse que la LGSE constituya una excepción a las normas de defensa de la libre competencia, más aún la LGSE es plenamente compatible y coordinada con el D.L. 211, al punto que la última gran reforma de dicho cuerpo legal consagró la Unidad de Monitoreo del CEN con el preciso objeto de velar por la libre competencia.

5. **Genera discriminación arbitraria.** Los desarrollos normativos que efectúe la CNE tampoco pueden vulnerar otros principios generales de fuente constitucional, como son el de prohibición de discriminación

arbitraria en materia económica, lo que ocurriría con el establecimiento de un régimen especial que favorece la generación eléctrica en base a GNL, sociabilizando costos privados y perjudicando otras fuentes de generación, como es el caso de esta Norma Técnica; y del principio de proporcionalidad, el cual exige la adopción de las medidas regulatorias menos lesivas para la libertad de los ciudadanos. En cuanto a la prohibición de discriminación arbitraria, a ella se refiere el art.19 N°22 de la CPR, que asegura a todas las personas el derecho a “(...) La no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica (...)”. Esta garantía apunta a extender expresamente el principio de igualdad ante la ley (art. 19 N° 2 CPR) a la sede económica, el cual “(...) consiste en que las normas jurídicas deben ser iguales para todas las personas que se encuentren en las mismas circunstancias y que no deben concederse privilegios ni imponerse obligaciones a unos que no beneficien o graven a otros que se hallen en condiciones similares(...)”. De lo expuesto se desprende que, en materia económica, el Estado está sujeto a altos estándares que buscan asegurar la objetividad en el actuar estatal, permitiendo la materialización de discriminaciones sólo en la medida que ello no sea arbitrario, permitiendo la imposición de medidas que impliquen el otorgamiento de ciertos beneficios directos o indirectos para unos, o gravámenes especiales para algunos, sólo si así lo contempla la ley, y en la medida que tal medida no importe una discriminación arbitraria. En relación con el GNL inflexible que define la Norma Técnica, una regulación que permita traspasar al resto de los participantes del sistema, pero particularmente a los generadores excedentarios, principalmente centrales renovables, aquellos costos que son intrínsecamente privados, como son los inherentes a los riesgos de los contratos de suministro de gas, implica entregar ciertos beneficios a una especie particular de empresa de generación - la generación en base a GNL-, afectando o gravando de manera especial a otra especie particular de empresa de generación, sin que existan fundamentos en la LGSE que permitan justificar el otorgamiento de tal beneficio / imposición de carga. A mayor abundamiento, a priori pareciera que tal regulación es contraria a la actual opción legislativa que claramente beneficia o promueve la generación eléctrica ERNC por medio de una regulación de fomento, según cabe desprender de

diversas disposiciones legales en la materia, en contra del uso de energías fósiles, como es el caso del GNL. En dicho contexto, cualquier regulación especial que busque facilitar la generación eléctrica basada en energías fósiles parece contrariar tal opción legislativa.

- 6. Es contraria al Principio de Proporcionalidad.** Finalmente, en cuanto a la proporcionalidad, este juega un rol central como mecanismo de control de las actuaciones administrativas en el ámbito de la regulación administrativa, al permitir atemperar las consecuencias limitativas o restrictivas de tal ordenación, permitiendo la coexistencia de la protección de diversos bienes jurídicos con otros derechos también constitucionalmente garantizados. Por ello, la proporcionalidad es un instrumento vinculado con la “prohibición de exceso”, ya que sirve para controlar la idoneidad de las actuaciones del Estado, al imponer a los poderes públicos el deber de utilizar sólo aquellos medios e instrumentos que limiten de menor manera la libertad de los ciudadanos, buscando así la intervención mínima del Estado. La proporcionalidad en sentido estricto, que implica que la medida se encuentre en una relación de equilibrio respecto al interés general específico que la justifica, derivándose de ella más ventajas para el interés público que perjuicios sobre otros bienes o valores en conflicto. Al respecto, esta nueva regulación no cumpliría con los estándares del citado principio ya que de una primera revisión global cabe desprender que el propuesto no parece ser el mecanismo idóneo para el fin buscado, por cuanto si lo que se desea es solucionar la situación que aqueja a las empresas ERNC (desplazamiento de despacho, menores ventas, pérdida de rentabilidad y exclusión del mercado) por medio de reducir la discrecionalidad en la declaración de inflexibilidades, lo cierto es que tal discrecionalidad se traspasa desde la empresa informante al CEN, manteniéndose un régimen especial para este tipo de generación, que le permite, con mayores restricciones -pero igualmente le permite-, contar con ciertos volúmenes de gas inflexible. Ello, en condiciones de que, existirían otros mecanismos que pueden generar menores impactos a todo el sistema, o al menos, que implican radicar los mismos en quienes deben soportarlos, i.e., sus originadores. En fin, precisamente por tales motivos tampoco se divisa que la propuesta permita alcanzar un

debido equilibrio entre los intereses concurrentes, por cuanto sigue manteniéndose un régimen especial para las generadoras GNL. En dicho contexto, el “test de proporcionalidad” de una medida implica analizar los siguientes elementos cuya ausencia determina que la medida en cuestión se pueda considerar como desproporcionada, y, por ende, ilegal: (i) La idoneidad de la medida en relación con el fin, esto es, en cuanto a su aptitud o eficacia en relación con dicho fin, de modo que la medida al menos facilite o tienda a la consecución del objetivo propuesto. La medida debe ser adecuada para la satisfacción del fin respectivo, existiendo una relación de idoneidad entre medio y fin, es decir, la medida ha de responder al fin identificado por la autoridad; (ii) La necesidad de la medida, consistente en que no exista otra medida menos lesiva que facilite el objetivo propuesto; así, la medida adoptada debe ser la menos gravosa de aquellas idóneas para el fin en cuestión, debiendo rechazarse todas aquellas medidas que puedan ser reemplazadas por otras que sean igualmente eficaces, pero menos lesivas. Por tal motivo, la verificación de la necesidad implica comparar entre las medidas posibles; y, (iii) La proporcionalidad en sentido estricto, que implica que la medida se encuentre en una relación de equilibrio respecto al interés general específico que la justifica, derivándose de ella más ventajas para el interés público que perjuicios sobre otros bienes o valores en conflicto.

62. H. Tribunal, todos estos planteamientos, que no son otra cosa que advertencias y complementos respecto de los efectos anticompetitivos que ha generado el establecimiento por parte de la CNE de la “**Condición de Inflexibilidad**” y de la conducta **contumaz** de la CNE respecto de infringir abiertamente las normas de defensa de la libre competencia a través de una Norma Técnica, un simple acto administrativo como lo ha señalado expresamente la Excma. Corte Suprema²⁸. Planteamientos que fueron ignorados por la CNE en el proceso de modificación que dio lugar a la actual NT, puesto que en octubre de 2021 se publicó la actual Norma Técnica y que introduciendo el concepto de “costo de oportunidad” para el despacho del gas

²⁸ En sentencia de 12 de noviembre de 2021, Número de Ingreso de Corte 125657-2020

no hizo más que perpetuar el concepto de “**Condición de Inflexibilidad**” en la actual Norma Técnica.

63. Lo anterior es la demostración palpable del desprecio que la CNE ha tenido respecto de las normas de competencia desde el año 2016 a la fecha.
64. La nueva Norma Técnica de la CNE, de octubre de 2021, siguiendo con los efectos anticompetitivos de las anteriores versiones, fuerza el despacho de una cantidad fija de GNL que debe ser generado completamente durante un período determinado, es decir, impone un costo de oportunidad nulo, en contraposición de las normas de 2016 y 2019 mediante las cuales se le asignaba un costo variable igual a cero. Sin embargo el efecto es el mismo, desplazar de manera anticompetitiva energías más eficientes y disminuir los costos marginales.
65. En el capítulo siguiente sobre el Mercado Relevante de autos, a partir del numeral 90 y siguientes de este escrito, se explicará cómo opera en los hechos la “**Condición de Inflexibilidad**”.

III EL MERCADO:

- ACERCA DE LAS DEMANDANTES:

66. Las demandantes, ambas empresas de generación hidroeléctrica de pasada, participan en el mercado en los siguientes términos:

a) Eléctrica Puntilla S.A.:

- Razón social: Eléctrica Puntilla S.A.
- Actividad: producción y comercialización de energía y potencia eléctricas.
- Centrales en operación: Florida I, Florida II, Florida III, El Rincón, Eyzaguirre, Puntilla, Las Vertientes, El Llano, Itata. Todas corresponden a centrales hidroeléctricas de pasada, ubicadas en las regiones Metropolitana y de Ñuble.
- Capacidad: 77 MW de potencia (disponible y entregada al Sistema Eléctrico Nacional).

- Participación de mercado: 0,3% de la potencia total instalada del Sistema Eléctrico Nacional.
- Proyectos en construcción: Central Hidroeléctrica de Pasada Ñuble (136 MW), localizada en la Región de Ñuble.

b) Hidromaule S.A.:

- Razón social. Participa con 3 empresas: Hidromaule S.A., Hidroeléctrica Río Lircay S.A., Hidroeléctrica Providencia S.A.
- Giro: Producción y comercialización de energía y potencia eléctrica
- Centrales en operación: Central Lircay (19 MW), Central Mariposas (6,3 MW) y Central Providencia (14 MW). Todas corresponde a centrales hidroeléctricas de pasada emplazadas en canales de regadío, ubicadas en la zona de San Clemente, Región del Maule.
- Capacidad total: 39,3 MW
- Inversión: US\$ 85 millones
- Cuota de Mercado: 0,14% de la capacidad instalada del SEN.

- **MERCADO RELEVANTE:**

67. H. Tribunal, el Mercado Relevante para efectos de esta demanda dada la singularidad que presenta la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida, definida y regulada en la Norma Técnica, no ha sido descrito con anterioridad por la jurisprudencia de este Tribunal ni por la Fiscalía Nacional Económica. Es menester definirlo pues nos permitirá circunscribir el contexto en el cual opera y se aplica la **“Condición de Inflexibilidad”** accediendo así a determinar los efectos de dicha Condición, tanto respecto del generador de GNL gasificado que declara la Inflexibilidad, como respecto de sus competidores y del mercado.
68. En términos generales, cabe señalar que la FNE ha sostenido que el mercado relevante puede ser definido como: “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión

temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”²⁹. Ahora bien, respecto del mercado eléctrico la Fiscalía Nacional Económica lo define como:

“Actualmente, el mercado relevante geográfico corresponde al Sistema Eléctrico Nacional, sistema que se encuentra compuesto por la reciente conexión del Sistema Interconectado Central (“SIC”) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”). El mercado relevante geográfico fue definido como tal, debido a que las centrales generadoras de las Partes se encuentran -o se encontrarán- conectadas a dicho sistema”³⁰.

- 69.** H. Tribunal, cabe recordar que la industria eléctrica chilena estuvo formada principalmente por cuatro sistemas interconectados, aislados entre sí, que además estaban segmentados geográficamente, estos son: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el de Aysén y el de Magallanes. Existiendo en esa época, en el SIC y en el SING, en cada uno de ellos un Coordinador de la operación de dedicación exclusiva (Centro de Despacho Económico de Carga o CDEC). Actualmente, dicha situación se modificó a contar de 2017 por la entrada en vigencia de la Ley 20.936 que unió los dos grandes sistemas (SING y SIC) en uno sólo - Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”)- que interconectados son coordinados en su operación por un único *Coordinador Eléctrico Nacional* (“Coordinador” o “CEN”). Durante el año 2019, la producción del SEN alcanzó a 77,1 TWh, lo que representa el 99,3% de la energía eléctrica total del país³¹.
- 70.** Desde el punto de vista de la provisión del servicio de electricidad, en el SEN existen tres segmentos principales, que son el de la *generación eléctrica, la transmisión y la distribución*. Ahora bien, y para lo que importa en esta demanda, las generadoras venden la energía eléctrica producida por ellas a

²⁹ Ver “Guía Sector Público y Libre Competencia” de la Fiscalía Nacional Económica, disponible en www.fne.cl. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, la propia Fiscalía señala que sigue siendo un referente analítico válido para el análisis de competencia.

³⁰ Informe de Jefe de División de Fusiones de la FNE por aprobación de la adquisición por parte de Generadora Metropolitana SpA de la participación de AES GENER S.A. de 8 de febrero 2018.

³¹ Fuente <http://www.cne.cl>.

través de contratos, fundamentalmente, con distribuidoras³² y clientes libres³³. La energía eléctrica producida por las generadoras se inyecta al sistema según orden de eficiencia productiva, lo que depende de los *costos variables de operación* y de la factibilidad técnica de operación, siendo el Coordinador quien establece el orden de despacho para la generación, en función de un orden de costo variable creciente, conocido como “orden de mérito”.

71. En el caso particular de la industria eléctrica, es un mercado que se destaca de los mercados de bienes tradicionales por las características físicas de la energía eléctrica, que por un lado hacen muy importantes los ajustes de oferta y demanda para mantener la seguridad del sistema y asegurar el suministro, y que, por otro lado, no permiten diferenciar, identificar o ligar a los clientes o generadores que consumen o producen respectivamente. O dicho de otra manera, se abastece toda la demanda de los clientes, con la generación que se produce independiente de los contratos que exista entre ellos. En general se considera un mercado sistémico y con, al menos, estos tres productos: **energía eléctrica, potencia eléctrica y servicios complementarios (“SSCC”)**.

Las empresas generadoras, por lo general, tienen dos roles: (i) el de *producir o generar energía* por medio de sus centrales, a través de distintas tecnologías de producción y (ii) el de *comercializadores* de dicha energía a través de contratos con distribuidoras y/o con clientes libres. Así estas empresas son remuneradas al costo marginal del sistema en un momento dado por su posición *excedentaria* (cuando sus inyecciones de energía al sistema exceden los retiros que efectúan para sus clientes en virtud de los contratos que mantienen) siendo las generadoras deficitarias (aquellos que sus inyecciones de energía son menores a los retiros que efectúan para sus clientes) sobre las que recae la obligación de pago a las excedentarias. En términos económicos, el mercado secundario o de despeje de las diferencias de producción de energía eléctrica de una empresa generadora y, la energía eléctrica que debe retirarse del sistema para entregársela a sus clientes se denomina ‘*mercado spot*’. Si bien existirían centrales que toman posiciones importantes en el

³² Véase Expedientes de la FNE: Rol FNE F91-2017, Rol FNE F154-2018 y Rol ERN N°24-2018.

³³ Según artículo 147 de la LGSE, se definen como clientes libres a aquellas personas naturales o jurídicas no sometidas al régimen de regulación de precios para la adquisición de energía eléctrica. Se trata de usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW. En todo caso, aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a qué régimen adscribirse (libre o regulado), por un periodo de 4 años.

mercado spot, por lo general la participación en este segmento corresponde a una participación obligatoria y necesaria para acceder al mercado de contratos³⁴.

72. En particular, para el **producto de energía**, se considera que existen dos subproductos relevantes y dependerán de la forma como se comercializa la energía eléctrica:

Mercado de contratos (MC): En el mercado de contratos se satisfacen las necesidades de suministro de los clientes -libres o regulados-, de mediano a largo plazo, que dependen de la distribución de su demanda particular en el tiempo. Los contratos de suministro son cubiertos o satisfechos en su demanda, independientes de las unidades de generación, su despacho y de las características particulares de la empresa generadora que suministra el contrato. De este modo, el cliente se desliga del funcionamiento físico propiamente tal del despacho de las unidades de generación del generador con el que estableció el contrato y del sistema eléctrico, su consumo queda cubierto por el contrato, físicamente a través del sistema. Tanto para consumidores como para generadores existe la conveniencia de establecer contratos que, preservando la eficiencia económica del mercado spot, produzcan estabilización en los precios de las transacciones y aseguren la cobertura de los costos medios de sus inversiones.

Mercado de corto plazo o el llamado mercado spot (MS): el mercado spot considera las transacciones horarias que se realizan en el sistema eléctrico nacional, un sistema interconectado y en donde todas las empresas generadoras conectadas al mismo tiempo pueden inyectar (aportes de generación) o realizar retiros de energía (consumos de sus clientes) en el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN").

Cada mes, el Coordinador de la operación de este mercado spot, el Coordinador Eléctrico Nacional, realiza un balance de inyecciones y retiros físicos realizados en el SEN. Las inyecciones de energía corresponden a la generación inyectada al SEN por las centrales eléctricas. Los retiros, por su

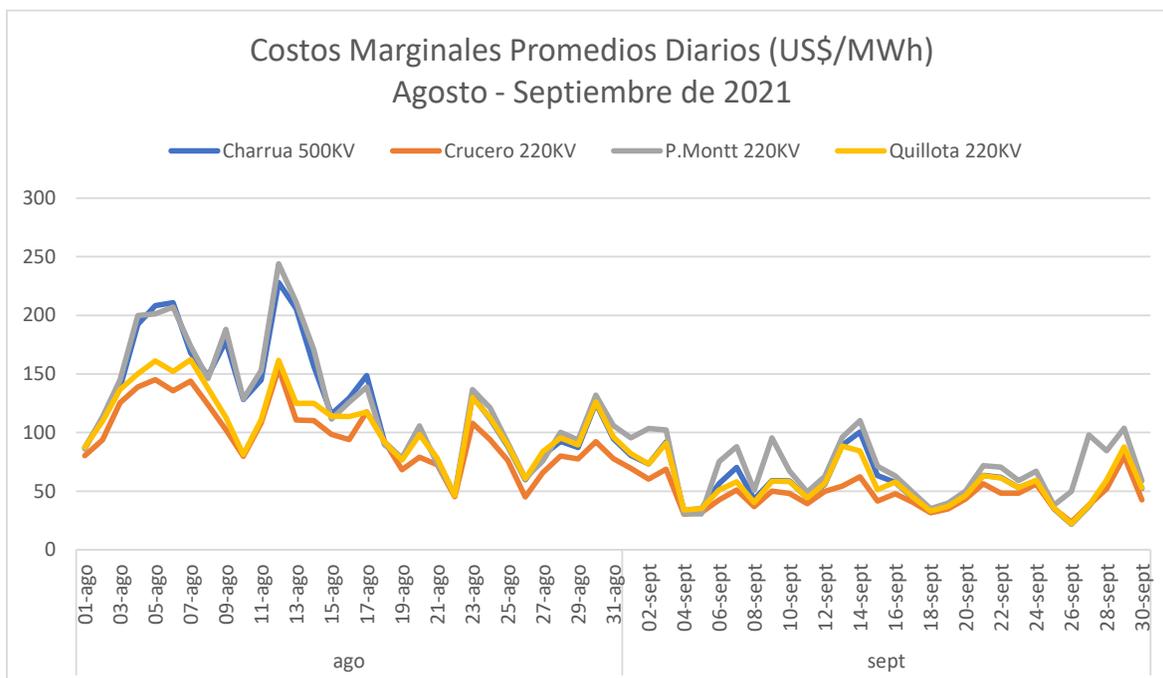
³⁴ Es decir, suele ocurrir que, en ocasiones, los clientes retiran menos energía de lo comprometido, generándose excedentes que, a priori, no estaban planificados por la generadora, en especial cuando el consumo no es uniforme o bien comportado. (Ver Informe ROL FNE F219-2019). En efecto, para que los generadores puedan abastecer a los clientes finales, deben necesariamente pasar por el mercado spot donde se les reconoce como ingreso la inyección valorizada de su producción energía y como egreso el retiro valorizado asociado al suministro de sus clientes.

lado, corresponden a los retiros de energía que realiza cada empresa generadora del SEN con motivo de suministrar electricidad a los clientes con los que tienen contratos. Las inyecciones y retiros en energía se valorizan al costo marginal determinado para la hora en la que se realizaron y para cada punto del sistema donde se produce el retiro o la inyección. En consecuencia, para cada mes se calcula el balance valorizado de cada empresa, el cual corresponde a las inyecciones de energía de todas las centrales de su representación, menos los retiros de energía de sus clientes valorizados. Este tipo de balance finaliza con un cuadro de pagos en el cual existen empresas eléctricas que deben pagar (es decir, sus retiros valorizados fueron mayores a sus inyecciones) y empresas eléctricas que deben cobrar (sus inyecciones valorizadas son mayores a sus retiros). En la jerga eléctrica se denominan, por un lado, “*excedentarias*” las empresas que deben facturar en el balance y, por otro lado, se denominan “*deficitarias*” a las empresas que deben pagar. El precio de estas transacciones es el costo marginal en el nudo respectivo.

- 73.** En el caso del **Mercado Relevante Geográfico**, la determinación dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y el tipo de demanda. En este caso, el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) define el mercado geográfico como todo el territorio cubierto eléctricamente por el SEN, en el cual además existe normalmente un mismo nivel de precios para el producto energía: el costo marginal del sistema³⁵. Si bien el mercado es único, existen diferencias según las barras o puntos de inyección y retiro de energía que observan las diferentes empresas que operan en el SEN y, en algunos casos, dependiente de los costos se pueden observar subsistemas o desacoples por efectos de congestiones en las líneas de transmisión principalmente³⁶. En el gráfico siguiente se observan los costos marginales en diferentes barras del SEN desde el mes de agosto de 2021.

³⁵ Excepto en situaciones excepcionales de desacoplamiento de precios, por congestiones de transmisión eléctrica, que no permiten llevar la misma oferta de energía eléctrica a todos los puntos o barras del SEN.

³⁶ A este respecto, ver Informe de Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional en donde señala que “Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión, ya que la ocurrencia de subsistemas cambia la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas”.



Fuente: <http://www.coordinador.cl>.

- 74.** Finalmente, para la definición temporal del mercado relevante y dadas las características del producto, éste varía principalmente en dos dimensiones temporales: la horaria (día-noche) y la estacional, dependiendo de la relevancia de la generación hidroeléctrica en el sistema.
- 75.** Si bien existen un universo de más 600 empresas que participan en el mercado de generación, 4 empresas concentran el 62% de la capacidad instalada y aportan más del 80% de la generación media anual. Al menos 300 empresas poseen capacidades instaladas menores de 50MW. Lo anterior, muestra la gran dispersión de generadoras que compiten en el Sistema Eléctrico Nacional.

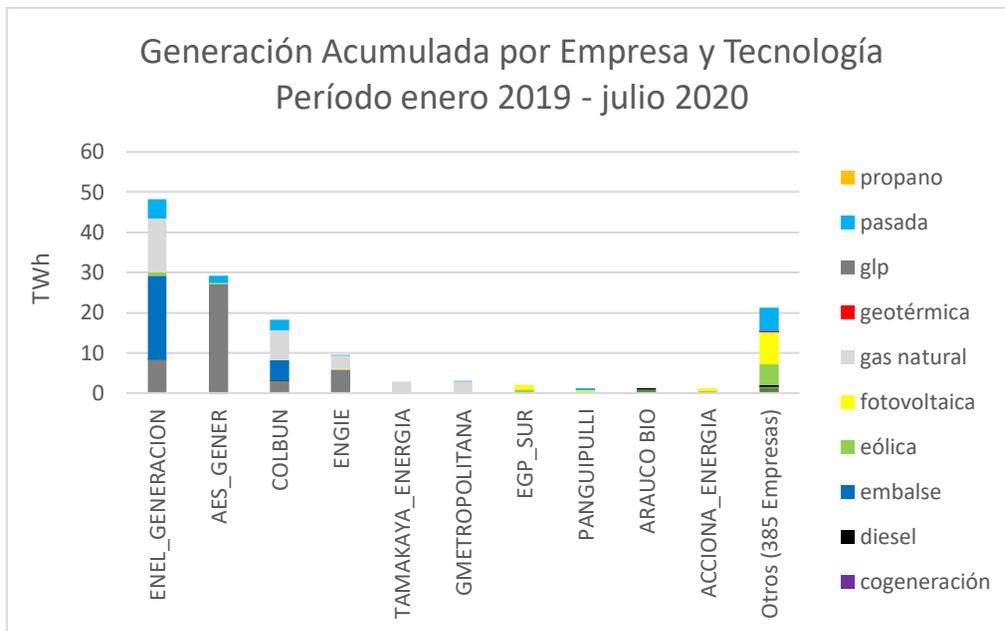
Participaciones de Mercado según capacidad instalada a Enero 2020

EMPRESA	MW	Particip
ENEL	6.777	26,9%
AES	3.575	14,2%
COLBUN	3.357	13,3%
ENGIE	2.156	8,6%
Gen. Metropolitana	624	2,5%
Tamakaya Energía SpA	532	2,1%
Orazul Energy Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	335	1,3%
Aela Generación S.A.	332	1,3%
Enlasa Generación Chile S.A.	284	1,1%
Los Guindos Generación SpA	270	1,1%
Espinosa S.A.	251	1,0%
Acciona Energía Chile Holdings S.A.	248	1,0%
Arauco Bioenergía S.A.	219	0,9%

EMPRESA	MW	Particip
San Juan S.A.	193	0,8%
PE San Gabriel SpA	183	0,7%
Otras Generadoras con capacidades mayores a 50Mw (N=39)	3.654	14,5%
Otras Generadoras con capacidades menores o iguales a 50Mw (N=309)	2.220	8,8%
TOTAL (HHI = 1195)	25.211	100,0%

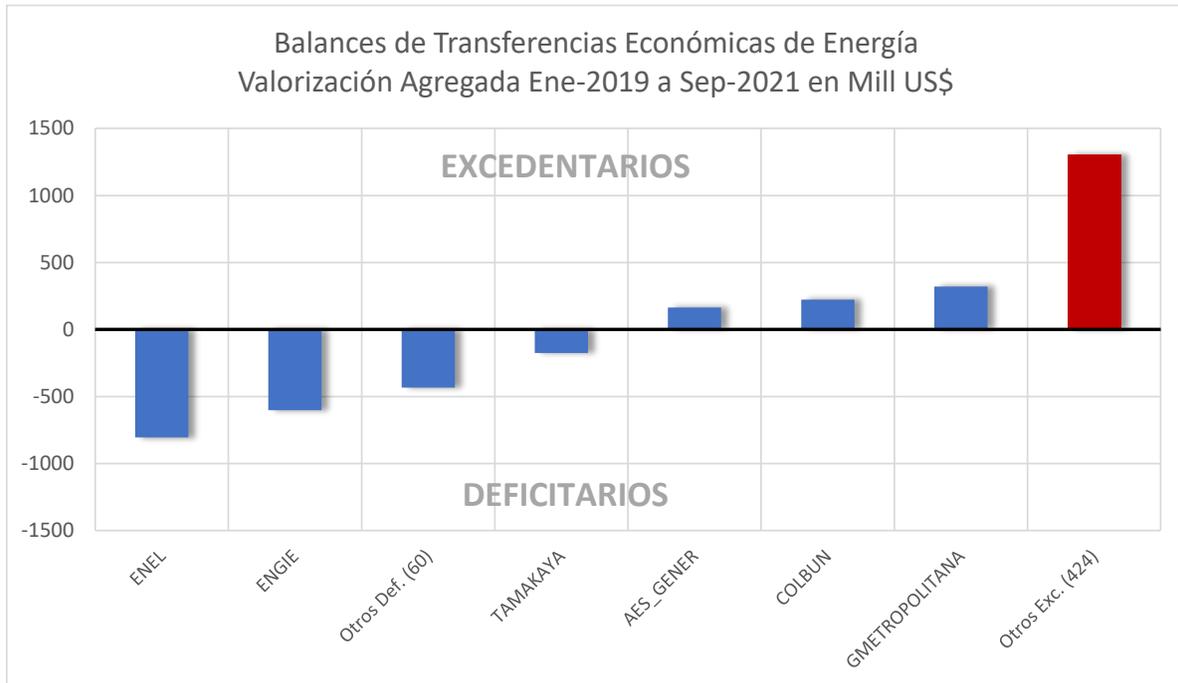
Fuente: Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

En términos de generación se muestran en el siguiente gráfico:



Fuente: Elaboración Propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional

76. Así como se observa dispersión según la capacidad instalada, también existe diversidad en las tecnologías de generación utilizadas. En el mes de julio de 2020, un 57% de la generación se realizó mediante centrales térmicas, un 29% por medio de centrales hidráulicas y el 14% restante por medio de tecnologías como eólicas, solares y geotermia. Dichos valores pueden variar según las condiciones hidrológicas y estacionales.



Fuente: Elaboración Propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Del gráfico se observa que la empresa Colbun, propietaria de centrales GNL, es excedentaria. Esta posición parece ser contradictoria, sin embargo, esto se explica por el hecho que, de no haber forzado el GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**, esta empresa hubiese quedado en posición deficitaria.

La **“Condición de Inflexibilidad”** afecta al *Mercado Spot de Energía*. En efecto, la declaración de GNL inflexible modifica los costos marginales horarios determinados por el CEN para la energía, y en consecuencia altera los balances de transferencia valorizados entre los generadores del sistema. Si los costos marginales disminuyen, los generadores deficitarios compran energía a los generadores excedentarios a un precio menor.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el *mercado de contratos* con clientes finales está íntimamente relacionado con las transferencia de energía en el *mercado spot*. Al reducirse el costo marginal horario de energía, los retiros valorizados de los clientes se reducen en el balance de energía, reduciendo el costo de suministro para sus contratos y dejando al generador deficitario en una mejor posición. En efecto, al reducirse el costo marginal, el generador deficitario compra su déficit de energía a un precio menor (dado por un costo marginal menor) pudiendo aumentar su margen de contrato Y consecuentemente el generador excedentario termina vendiendo su energía en el *mercado spot* a un precio menor (dado por ese costo marginal menor) disminuyendo así su margen total.

78. En definitiva H. Tribunal, el **Mercado Relevante** en que produce efectos anticompetitivo la **“Condición de Inflexibilidad”** y se vulneran las normas de defensa de la libre competencia **es el del Mercado Spot del SEN.**

Lo anterior, considerando que como efecto anticompetitivo genera incentivos a las grandes empresas que operan con GNL para ejercer poder de compra en el mercado spot al amparo precisamente de la asimetría regulatoria que significa esta **“Condición de Inflexibilidad”** y el evidente efecto negativo que inhibe la entrada de nuevos generadores, expulsa a los que compiten actualmente (los cuales principalmente operan con Energías Renovables) e incrementa los precios de los contratos con clientes finales en el largo plazo.

Sin perjuicio que el **Mercado Relevante** es el **Mercado Spot**, es preciso señalar que existen otros **Mercados Conexos** que se ven también afectados alterándolos gravemente por la declaración de **“Condición de Inflexibilidad”** que se contiene, define y regula en la Norma Técnica en favor de los generadores que operan con GNL. Estos son el **Mercado de Contratos de Energía, el Mercado de la Transmisión de Electricidad y; el Mercado de los Servicios Complementarios.**

79. En el mercado spot, y como se señalara precedentemente, los generadores transan energía al costo marginal que el Coordinador Eléctrico Nacional calcula en intervalos horarios, los que dependen de las distintas unidades generadoras, despachadas centralizadamente por orden de mérito creciente de sus costos variables que informan las mismas empresas generadoras. El costo marginal horario se determina por el costo variable de la última unidad despachada.
80. Así, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras que se interconecten al sistema, está obligado a sujetarse a la coordinación y a proporcionar la información necesaria y pertinente que el coordinador le solicite para mantener la seguridad global del sistema y optimizar la operación.
81. El Coordinador Eléctrico Nacional coordina la operación del despacho bajo el supuesto de demanda constante en el corto plazo, por lo que la eficiencia económica se conseguiría simplemente minimizando los costos del despacho económico, es decir, suministrando la totalidad de la demanda a mínimo costo variable de operación del parque generador.

82. Lo anterior, exige que el precio de las transferencias entre generadores, igual al costo marginal, sea producto de los costos variables reales de operación de cada generador que pueden comprobarse, auditarse y no ser objeto de una información arbitraria.
83. Los combustibles son el principal insumo de las generadoras eléctricas y son la parte fundamental de sus costos variables. Estos consideran la suma de los costos de las distintas etapas de la cadena de producción que, en la mayoría de los casos, incluye el precio FOB del combustible fósil, el seguro, el flete marítimo, los derechos arancelarios, las mermas, los gastos financieros, los costos de descarga, de almacenamiento y el transporte terrestre.
84. Los costos variables son costos "evitables" que inciden en las decisiones de producción de los agentes económicos y representan el costo alternativo o de oportunidad a la que se renuncia al hacer uso del combustible. Representa el valor del combustible en su mejor uso alternativo en ese momento. Al respecto, la teoría económica señala que, si un bien no tiene costo de oportunidad u otro uso alternativo mejor, su costo económico es cero. Los costos fijos tienen esta característica, son "inevitables" y no inciden en las decisiones de producción.
85. En el caso de grandes generadores, que cuentan con diversas fuentes de generación y una amplia cartera de contratos, generalmente se produce un equilibrio relativo entre la producción agregadas de distintas fuentes y las ventas agregadas, donde las transferencias en el mercado spot corresponde a un volumen pequeño comparado con su producción. Sin embargo, en el caso de monoprodutores o generadores con un mix acotado de producción, existe una porción relevante de energía que, por efectos de riesgos de cobertura, no les es posible contratar toda su producción, manteniéndose una porción importante de la generación en el mercado spot³⁷. Es importante hacer esta acotación, pues gran parte del universo de empresas generadoras que se encuentran excedentarias, en el mercado spot, lo constituyen centrales renovables de este tipo, las que son las mayormente afectadas por la **“Condición de Inflexibilidad”**.

³⁷ Por ejemplo, un generador renovable que produce con una estacionalidad marcada, no puede disponer de toda su capacidad instalada permanentemente, donde, al contratar energía, debe buscar un equilibrio entre su producción a firme y su contratación para no quedar excesivamente expuesto ante eventuales déficits en escenarios de altos precios spot

86. Es necesario H. Tribunal explicar que hay una interrelación entre el mercado de contratos (MC) y el mercado spot (MS). En la práctica hay una ecuación sencilla que muestra dicha interacción, donde el resultado operacional de un generador eléctrico esta dado por:

Resultado Operacional =

+	Inyecciones de Energía x Costos Marginales	<i>Ingresos por inyecciones de energía MS</i>
-	Retiros de Energía x Costos Marginales	<i>Egresos por retiros de energía MS</i>
+	Retiros de Energía x Precios Contratos	<i>Ingresos por venta clientes MC</i>
-	Inyecciones de Energía x Costos Variables Combustibles y No Comb.	<i>Costos de producción</i>
+	Otros Ingresos Operaciones	<i>Potencia, SSCC, etc.</i>
-	Otros Costos Operacionales	<i>Seguros y otros</i>

La relación anterior es importante porque definirá las estrategias de los agentes, generadores, para maximizar sus ingresos y reducir sus riesgos.

IV EFECTOS ANTICOMPETITIVOS DE LA CONDUCTA REPROCHADA A LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA:

87. H. Tribunal la conducta reprochada a la Comisión Nacional de Energía consiste en que dicha repartición ha infringido el artículo 3° del Decreto Ley 211, esto es:

“Artículo 3 “El que ejecute o celebre, individual o colectivamente cualquier hecho, acto o convención que impida, restrinja o entorpezca la libre competencia, o que tienda a producir dichos efectos, será sancionado con las medidas señaladas en el artículo 26 de la presente ley, sin perjuicio de las medidas preventivas, correctivas o prohibitivas que respecto de dichos hechos, actos o convenciones puedan disponerse en cada caso”.

88. En efecto, la conducta reprochada como anticompetitiva a la Comisión Nacional de Energía consiste en consagrar sucesivamente, desde el año 2016

a la fecha, en favor de los grandes generadores que operan GNL, la **“Condición de Inflexibilidad”** en la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado” dictada el año 2016, así como en las modificaciones del año 2019 y 2021 respectivamente, por cuanto dicha **“Condición de Inflexibilidad”** ha tenido como **efecto impedir, restringir y entorpecer la competencia en el mercado de generación eléctrica.**

89. Así se trata de una conducta, compuesta de tres actos administrativos sucesivos y permanentes en el tiempo que van desde el 23 de agosto de 2016 a la fecha, que dan cuenta de la absoluta prescindencia y desprecio de parte de la CNE de las normas de defensa de la libre competencia. Conducta que como se señala en esta demanda y, como se acreditará durante este proceso, da cuenta de una **contumacia** por parte de la CNE que requiere ser sancionado con el máximo rigor de la ley dado los graves y prolongados efectos anticompetitivos en el mercado de generación eléctrica.

- **¿EN QUÉ CONSISTE LOS EFECTOS ANTICOMPETITIVOS QUE GENERA LA EJERCICIO DEL “CONDICIÓN DE INFLEXIBILIDAD”?:**

90. H. Tribunal, como es sabido, el precio del GNL es el principal determinante del costo variable del gas de acuerdo con las reglas generales del despacho, consagradas en la Ley General de Servicios Eléctricos (coherente con el principio de eficiencia económica y emulando la competencia). Este es el costo variable del GNL que el Coordinador debe usar para determinar el lugar de la generación con GNL en el orden de mérito.
91. El orden de mérito se refiere al lugar en que se despacha cada central y, de acuerdo a la LGSE, esto se da estrictamente por orden creciente de costo variable. En el caso de las centrales que usan GNL, este costo fluctúa de acuerdo a los vaivenes de los mercados internacionales y el tipo de contratos. A modo de ejemplo, contratos de largo plazo tienen un costo cercano a los US\$5 MMBtu y contratos spot hoy alcanzan valores entre 12 y hasta US\$32 MMBtu. Esto se traduce en que el costo variable de un ciclo combinado puede ser en torno a 40 US\$/MWh o bien 90 US\$/MWh. Es decir, la misma central de ciclo combinado, dependiendo del precio al cual compra el gas según su contrato, tendrá un lugar distinto en el orden de mérito.

92. De acuerdo a lo señalado, los efectos en el SEN de la **“Condición de Inflexibilidad”** se reflejan en que, si se declara esta **Condición** en ambos casos, el costo de oportunidad pasa a ser cero, forzando la central a despachar en primer lugar, aun cuando su costo variable real sea muy distinto de cero.
93. La **“Condición de Inflexibilidad”** permite entonces modificar el orden de mérito de una central GNL, poniendo su bloque de energía al inicio del despacho. Para hacerlo, en las Normas Técnicas de 2016 y 2019 se le asignaba costo variable igual a cero. Y en la Norma Técnica de 2021 se fuerza el despacho de una cantidad fija de GNL que el Coordinador garantiza su generación completa durante un periodo determinado, imponiendo así un costo de oportunidad nulo, es decir, asumiendo que el gas no tiene otro destino posible que ser quemado en generación, o bien vertido/venteado a la atmósfera, situación que se ha descartado en diversos estudios³⁸ y por el propio Coordinador Eléctrico Nacional³⁹ y la Comisión Nacional de Energía⁴⁰, siendo una situación económicamente irreal, pero que se ha justificado en el supuesto riesgo de “sail away” de buques que abastecen al terminal.
94. Así, en las tres versiones de la "Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado" el efecto sobre los costos marginales de la **“Condición de Inflexibilidad”** es, todo lo demás constante, idéntico, pues se supone que generar en esta condición no tendría costo de oportunidad, ya sea considerando un costo variable nulo o bien forzando su despacho total en una ventana de tiempo.
95. La discusión acerca de la **“Condición de Inflexibilidad”** y su consecuencia directa en el lugar del GNL en el orden de mérito es de larga data. Sin embargo, **nada que se le parezca al GNL en “Condición de Inflexibilidad” existe**. En efecto, el generador no está obligado a traer y usar todo el GNL comprometido en el ADP, porque es una práctica habitual en los contratos

³⁸ Alexander Galetovic. “Una nota aclaratoria sobre el significado de la cláusula take-or-pay en contratos de abastecimiento de GNL”, enero 2021, acompañada en un otrosí, en que señala: “sea como cuestión conceptual, sea como cuestión práctica, no existe vínculo entre, de un lado, una cláusula take-or-pay y la posibilidad de vertimiento---la supuesta inflexibilidad de un contrato take or pay no es tal”.

³⁹ Sesión N°2 Comité Consultivo NT-GNL-2021, acompañada en un otrosí, en que señala: “Desde un punto de vista económico la inflexibilidad NO existe. Pero es un mecanismo actualmente vigente para permitir optimizar el uso y fomentar la compra.”

⁴⁰ Presentación de José Venegas M., Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, Junio de 2021, acompañada en un otrosí, en que señala “El Generador GNL en Chile tiene múltiples alternativas y grados de decisión autónoma para administrar este riesgo por sí mismo o en su negociación con su proveedor”

Take-or-Pay que el comprador puede cancelar un barco programado en el ADP hasta 40 días antes de la carga del barco pagando una multa. Esta multa es decreciente con la anticipación con la que se cancela el barco.⁴¹

96. En la práctica, también, los contratos de compra de GNL le permiten al comprador cancelar barcos pagando el precio del GNL que contiene, incluso cuando el barco ya está en camino. El vendedor recoloca el GNL a su cuenta y riesgo, y queda obligado a entregar el cargamento en un futuro ADP, a solicitud del generador; a esto se le llama “make-up LNG”.⁴² El make-up implica que el generador puede “almacenar” GNL fuera del terminal, asumiendo el costo de oportunidad del capital de trabajo y el riesgo de precio del GNL, riesgos que, por lo demás, siempre asume quien almacena. El almacenamiento, por lo tanto, no está limitado a la capacidad física del un estanque en el terminal, sino que se extiende a toda la cadena de suministro contractual.
97. Aunque el gas inflexible no existe, las supuestas inflexibilidades contractuales no existen, el resultado fue una norma que le terminó dando **discreción** al generador para elegir qué parte y cuánto del GNL declararía al inicio del despacho. La consecuencia es que, en la práctica, el término GNL en **“Condición de inflexibilidad”** sólo señala que se trata de un bloque de GNL regasificado que se salta el orden de mérito que hubiese sido determinado por su costo variable y que, por el contrario, será despachado con prioridad como si su costo variable fuera igual a cero. La **“Condición de Inflexibilidad”** no tiene más sustento o contenido que ese.
98. Las normas técnicas de 2016 y 2019 le daban discreción al generador para decidir si nominar el gas natural como flexible o inflexible. Decía la norma:

“Condición de Suministro: Para cada volumen [...], las Empresas Generadoras GNL deberán declarar la condición de flexibilidad o inflexibilidad respecto a su utilización en la Ventana de Información, la que deberá estar debidamente justificada ante el Coordinador, sobre la base de sus Acuerdos de Suministro, restricciones operacionales y/o

⁴¹ En el caso de los contratos de GNL Chile, las multas por cancelación son: 0,67 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 180 días antes de la carga; 0,81 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 90 días antes de la carga y a lo más más 180 días antes de la carga; 1,78 USD/MMBtu si se cancela a lo menos 40 días antes de la carga y a lo más más 90 días antes de la carga.

⁴² Los detalles están en el informe de Gonzalo Palacios, “Principales características de los contratos de GNL y del GNL regasificado en la zona central de Chile” enero de 2020, acompañado en un otrosí.

condiciones comerciales, [...]. Se entenderá que un volumen tiene condición de inflexibilidad si éste no puede ser destinado a un uso distinto al de generación del sistema eléctrico nacional en la Ventana de Información, sin causar un perjuicio económico relevante a la Empresa Generadora GNL calificado como tal por la misma. Todo volumen que no cumpla con la condición anterior se deberá informar como un volumen en condición de suministro flexible.” (Artículo 3.3.2).

99. De esta forma, el generador tenía discreción para elegir si un determinado volumen de gas que nominaba era flexible o inflexible, pues sólo él era competente para calificar el perjuicio económico relevante. Si era flexible, entraba en el orden de mérito a costo variable; si era inflexible la norma le asignaba costo variable igual a cero, de acuerdo con el artículo 3.8.:

“Las Unidades GNL que se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costo variable combustible igual a cero. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá optimizar la programación de la operación de dichas unidades de manera de minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico durante el correspondiente período. Las inyecciones de energía de las Unidades GNL serán valorizadas al costo marginal del sistema, no recibiendo otra remuneración por concepto de energía inyectada al sistema, sin perjuicio de las remuneraciones que pueda recibir por potencia, servicios complementarios u otros”.

100. Así, la Norma Técnica de 2016 le otorgó discreción al generador para que eligiera el lugar del GNL en el orden de mérito, cuestión que siguió siendo así en la Norma Técnica de 2019.
101. Respecto de la actual NT de 13 de octubre de 2021, el Sr. Venegas, en junio de este año, ahora en su calidad de Secretario Ejecutivo de la CNE, señaló ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, mientras se discutía la elaboración de la NT de 2021 y refiriéndose a la **“Condición de Inflexibilidad”**:

“El Generador GNL en Chile tiene múltiples alternativas y grados de decisión autónoma para administrar este riesgo por sí mismo o en su negociación con su proveedor. Para definir sus compras anuales (ADP)

toma decisiones privadas, dependientes de su relación con el/los proveedor/es y su capacidad negociadora.”

- 102.** La Norma Técnica de 2021 cambió las circunstancias que permiten calificar al GNL en “**Condición de Inflexibilidad**”. Ahora el Coordinador hará un estudio que determinará el GNL *potencialmente* inflexible durante un trimestre dado. El GNL potencialmente inflexible pasará a ser inflexible a secas cuando se estime que el siguiente barco no será capaz de descargar el GNL que trae, a menos que se use más GNL del que se despacharía en orden de mérito:

“Al menos semanalmente, el Coordinador deberá realizar una simulación de la operación esperada del SEN, a efectos de comparar el requerimiento de GNL Regas para generación eléctrica en dicho sistema en un horizonte de seis semanas, con el volumen de GNL Regas que es necesario utilizar para permitir el ingreso del gas proveniente de los siguientes buques GNL al Terminal GNL [...]” (Artículo 5-15).

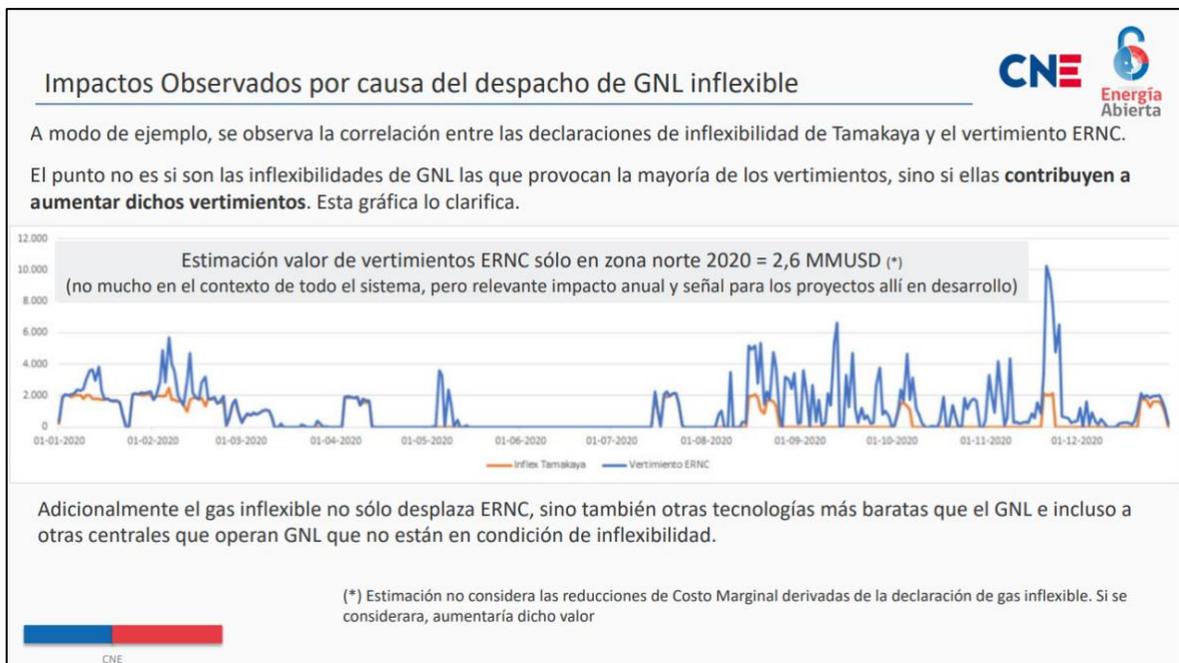
“Si a partir de los resultados obtenidos en el ejercicio de simulación de la operación esperada [...], el volumen total requerido de GNL Regas para generación eléctrica de una determinada Empresa Generadora GNL, durante las primeras 6 semanas de la Ventana de Información, es menor o igual al volumen que se debe liberar para permitir el ingreso del siguiente buque GNL al Terminal GNL, en el mismo período, el volumen de GNL de la respectiva Empresa Generadora GNL que se requiere liberar y que haya sido determinado como potencialmente inflexible en el reporte vigente [...], pasará a tener la condición de GNL Inflexible” (Artículo 5-16).

- 103.** Así la Norma Técnica de 2021 establece que, una vez declarada la “**Condición de inflexibilidad**”, la central GNL se salta el orden de mérito:

“[...] las Unidades GNL que cuenten con GNL en condición de suministro inflexible serán consideradas de forma tal que se garantice la utilización del 100% del volumen semanal referido, [...]. Dicha utilización será garantizada de forma distribuida, considerando la minimización del costo total de operación y falla, [...] y será vinculante de acuerdo con los criterios que defina la normativa vigente para las etapas de colocación de los recursos energéticos.” (Artículo 5-18).

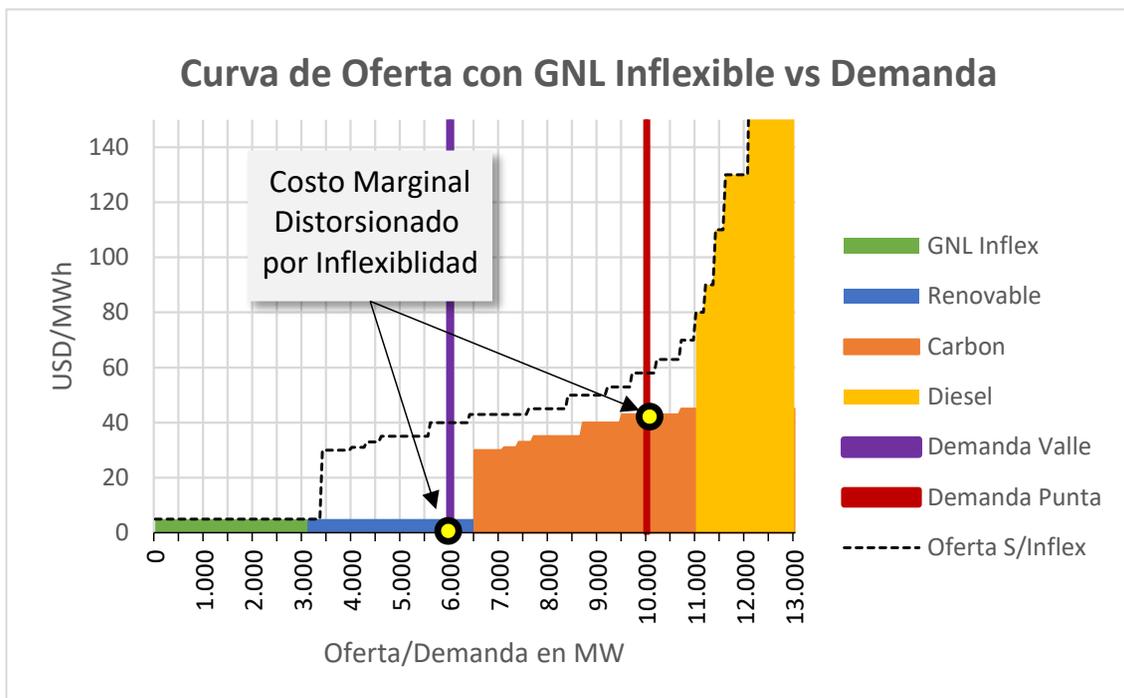
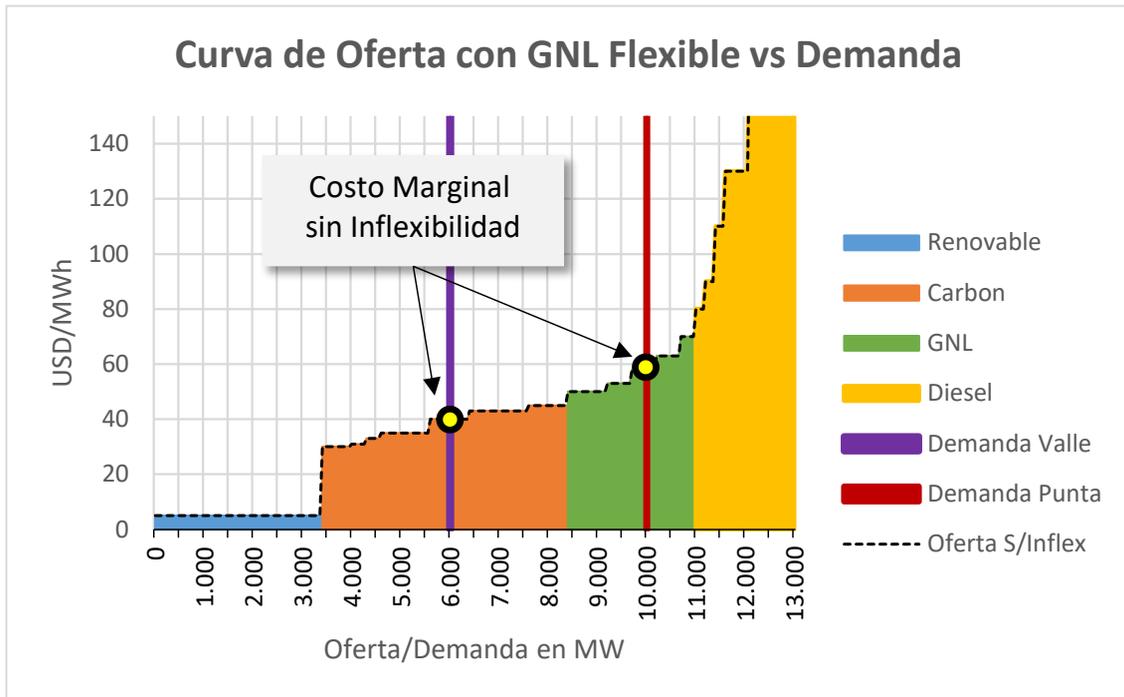
104. Al garantizar la utilización del 100% del volumen con la **“Condición de Inflexibilidad”**, se condiciona directamente a que el Costo de Oportunidad del GNL sea igual a cero, es decir, se fuerza en la programación del sistema a que el volumen de GNL no tenga ningún otro valor o uso posible para el futuro (a diferencia de lo que ocurre con un embalse hidroeléctrico, en que se determina un precio distinto de cero). De esta forma, se establece una restricción que se limita a distribuir el volumen en un determinado intervalo de tiempo. En definitiva, el Costo de Oportunidad nulo, es equivalente a la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida en las Normas Técnicas anteriores, aun cuando la optimización de la distribución del volumen forzado arroje un Precio Sombra para el GNL en el sistema, pues será un precio tal que garantice el despacho, pero generando el mismo efecto como si tuviese un costo variable igual a cero. Más aún. Tal como con las dos normas técnicas anteriores, el gas inflexible cambia el orden de mérito y traslada al gas al inicio del despacho.
105. Al igual que en la **“Condición de Inflexibilidad”** de las Normas Técnicas anteriores, **la garantía de despacho y el costo de oportunidad nulo**, en la práctica implica desechar la Ley General de Servicios Eléctricos, que establece que el despacho de unidades es por orden de mérito, el cual se establece en estricto orden del costo variable real de cada unidad. Se configura, por tercera vez en la Norma Técnica, el autodespacho de las unidades de GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**, saltándose la fila del orden de mérito. Al hacerlo, los generadores que despachan gas inflexible reducen sus compras y hacen caer el costo marginal del sistema. **Este ejercicio de poder de compra es el efecto anticompetitivo que ha tenido y seguirá teniendo la conducta de la CNE desde 2016 a la fecha.**
106. Con la NT actual, el generador sigue manteniendo la **discreción** de transformar su GNL en inflexible, mediante la acción de convencer al Coordinador que, de no usar el GNL en el terminal como GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**, el siguiente barco proyectado no podrá descargar. Más aún, un generador puede forzar GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** si programa barcos a intervalos suficientemente cortos, particularmente en situaciones de sequía. La consecuencia de este actuar es que, en primer lugar, el despacho de centrales GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**, reemplazará generación a carbón, pero luego seguirá afectando el despacho reemplazando la generación de energías renovables, las que no les quedará otra opción que verter su energía.

107. ¿Cómo se produce esta peculiar situación? Sólo por mérito de la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida en la Norma Técnica que le permite al generador GNL saltarse el despacho por orden de mérito e impedir que un tercero, ajeno a las decisiones de compras de GNL, genere su energía deba limitar su generación.
108. Esto es precisamente lo que el mismo Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Sr. José Venegas M., reafirma en su presentación a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados en Julio de 2021.



109. Tal como está concebido, el GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** como hemos explicado anteriormente, aumenta la cantidad generada con GNL regasificado, y su consecuencia directa es que disminuye el costo marginal del sistema. La mecánica es muy simple: Cuando hay GNL que se declara en **“Condición de Inflexibilidad”** el Coordinador supone que su costo de oportunidad es cero y lo coloca en las distintas horas para minimizar el costo total de abastecimiento; **esto ha sido así bajo las tres normas técnicas**. Así, la declaración de **“Condición de inflexibilidad”** cambia el orden de mérito, porque el GNL se despacha en la base del sistema.
110. Para ilustrar lo anterior, en los dos gráficos siguientes muestran la oferta de generación del sistema en orden de mérito creciente. En el primer gráfico las centrales GNL despachan en modalidad flexible y en el segundo gráfico las centrales GNL son despachadas en **“Condición de Inflexibilidad”**. Como se puede apreciar, se altera la curva de oferta del sistema, haciendo que la unidad

más cara para abastecer la demanda, en este caso de 10.000 MW para la hora punta y 6.000 MW para la hora valle, que definen el costo marginal instantáneo del sistema, baje.



111. En la figura anterior, el GNL desplaza generación térmica más barata, afectando el costo marginal en casi 20 US\$/MWh. Sin embargo, en función de la oferta y la demanda instantánea del sistema, el precio alterado por la **“Condición de Inflexibilidad”**, puede llegar a cero, lo que significa que la central GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** está desplazando a centrales

renovables que despachan en la base del sistema , tal como se ilustra para la demanda en horario valle.

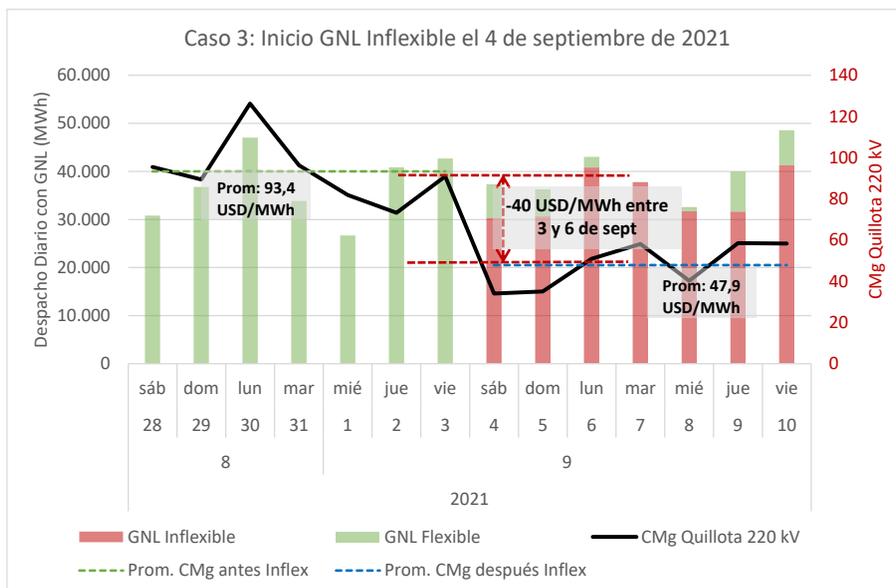
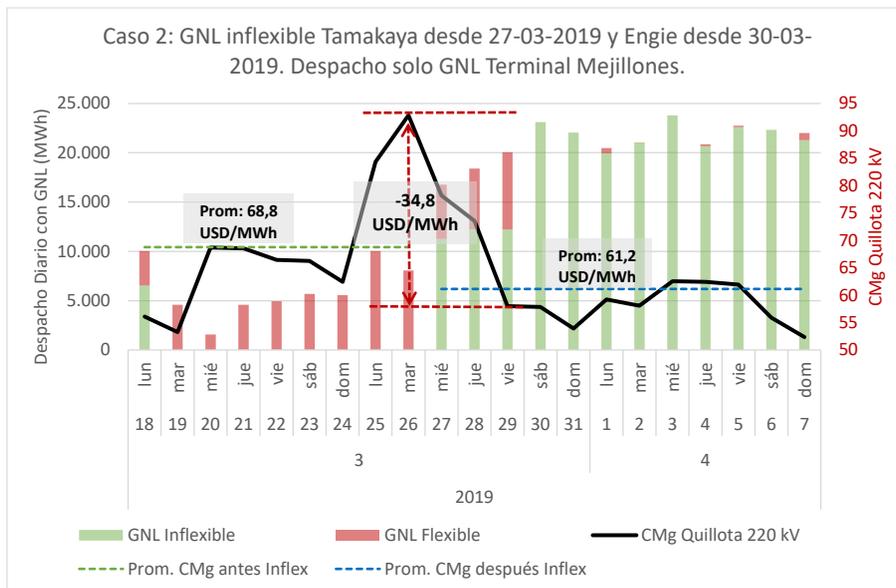
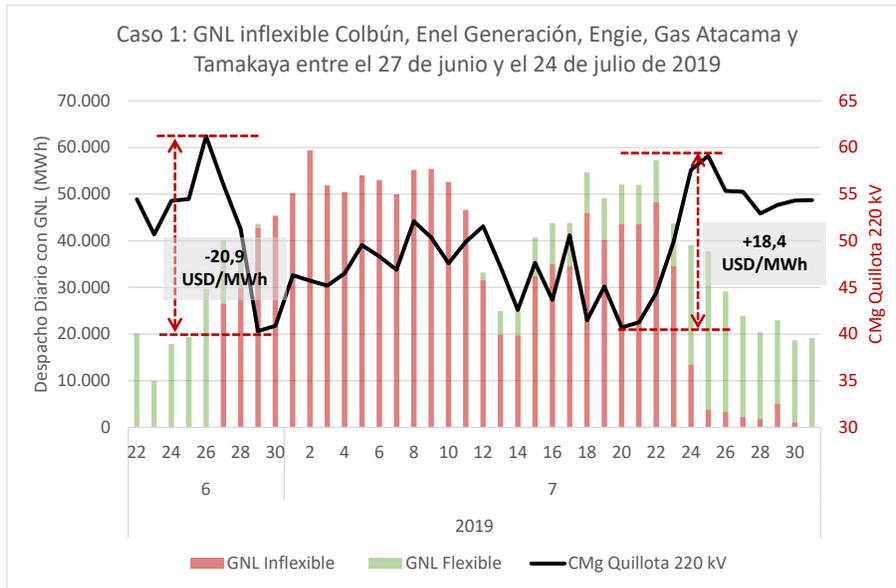
112. En resumen, el cambio en el orden de mérito que provoca la **“Condición de Inflexibilidad”** tiene tres efectos:

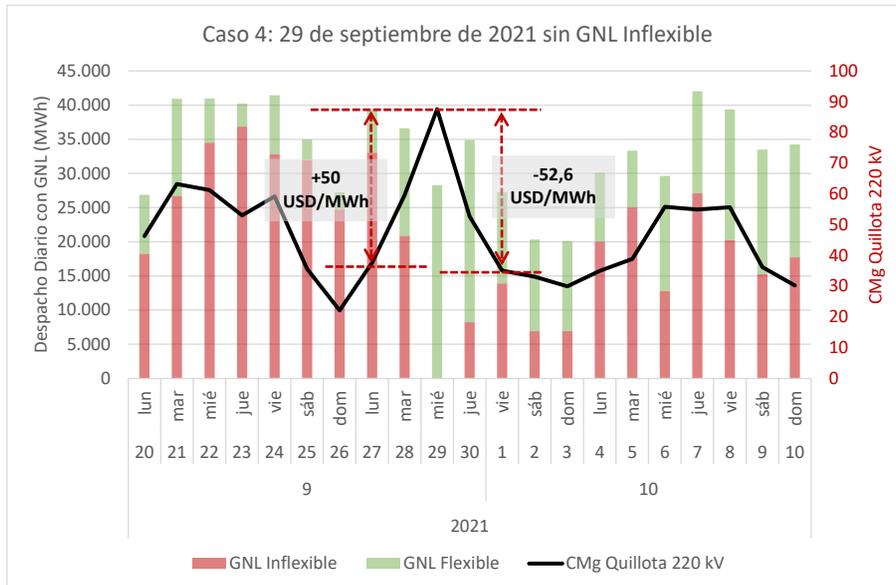
(i) El primero es que se usa todo el GNL, que es el efecto que busca la declaración de **“Condición de Inflexibilidad”**.

(ii) El segundo efecto, que está estrechamente relacionado con el aumento de uso del GNL, es que el costo marginal del sistema -el precio al cual se valorizan las transferencias entre generadores excedentarios y deficitarios- cae. No es solo que cambie el orden de mérito; el GNL a costo cero, desplaza a la generación que marcaría el costo marginal, por lo que causa su caída, como lo explicaremos más adelante.

(iii) La importancia del costo marginal es que es el valor al que se transa la energía hora a hora en el mercado spot, y tiene una incidencia directa el ejercicio de poder de compra que le otorga al generador de GNL que es deficitario en el sistema, pues reduce el volumen de su compra y reduce el precio de su deficit de energía requerido para suministrar su contratos con clientes finales.

113. Para ilustrar lo anterior con casos reales ocurridos en el sistema, en los gráficos siguientes se presentan 4 casos que muestran la variación del costo marginal promedio diario del sistema contrastado con despachos de centrales operando con GNL en condición flexible y en **“Condición de Inflexibilidad”**, evidenciando cambios relevantes en el costo marginal, entre 20 y 50 US\$/MWh.

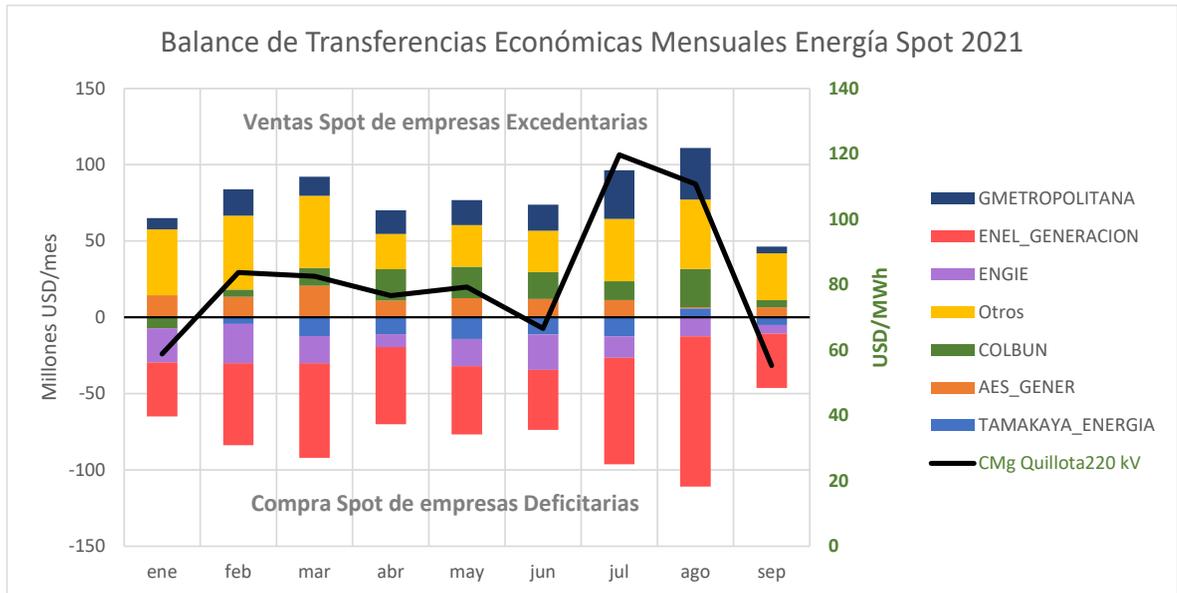




Fuente: Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

114. Todo lo demás constante, la disminución de los costos marginales (precios *spot* del sistema) favorece a los generadores deficitarios (aquellos que hacen retiros valorados en más que sus inyecciones como generadores) porque disminuye sus retiros y pagan unitariamente menos por ellos; y perjudica a los generadores superavitarios (aquellos cuyas ventas de energía exceden al valor de la energía que retiran), porque reciben menos por sus inyecciones.
115. Si la cantidad de GNL en “**Condición de Inflexibilidad**” fuese independiente del comportamiento de los generadores, como es el caso de la hidrología, estos efectos serían parte del riesgo inherente de participar en la industria eléctrica. Sin embargo, como se vio líneas arriba, las sucesivas NTGNLR (“*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*”) le dan **discreción** a un generador para declarar directamente la “**Condición de Inflexibilidad**” (como lo permitían las NTGNL2016 y NTGNL2019), o bien, indirectamente, regulando el desfase entre buques GNL que terminen excediendo la capacidad del terminal GNL, (tal como lo permite la NTGNL2021 vigente). De esta forma, desde que existe la “**Condición de Inflexibilidad**” un generador deficitario tiene un instrumento -la declaración de gas en “**Condición de Inflexibilidad**”- para disminuir el costo marginal del sistema, el monto y valor de sus compras de energía. Cuando un generador usa las declaraciones de GNL en “**Condición de Inflexibilidad**” para disminuir el costo marginal del sistema, técnicamente está ejerciendo poder de compra.

116. Por el contrario, si un generador que trae GNL fuese siempre superavitario en el mercado *spot*, no le convendría declarar la **“Condición de Inflexibilidad”** y con ello disminuir el costo marginal del sistema. Por esta razón, la calificación de GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**, que se introdujo desde el año 2016 y se ha perpetuado en las sucesivas revisiones de la NTGNLR, sólo es usada por generadores a quienes les conviene disminuir el costo marginal del sistema. Al hacerlo, cada uno de estos generadores de GNL ejerce poder de compra unilateral, aunque beneficiando a todos los generadores deficitarios.
117. En efecto, el ejercicio de poder de compra unilateral consiste en contraer la cantidad comprada para hacer caer el precio. Un generador deficitario que despacha GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** hace precisamente eso: al aumentar la generación con GNL y despacharlo forzosamente al inicio del orden de mérito, contrae la cantidad que se le compra al resto de los generadores y hace caer el costo marginal. De esta forma, el GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** es inherentemente anticompetitivo, pues un generador lo utilizará fundamentalmente cuando le conviene ejercer poder de compra.
118. Se podría argumentar que si un generador superavitario despacha GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** el efecto sobre el precio es el mismo, todo lo demás constante. El punto es, sin embargo, que un generador superavitario tiene todos los incentivos para evitar declarar su GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** -no le conviene ejercer poder de compra y disminuir el precio *spot*, porque está vendiendo-.
119. Los efectos en los Balances de Transferencias de Energía que determina mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional, son elocuentes, porque todas las empresas que cuentan con centrales GNL y que puede utilizar la **“Condición de Inflexibilidad”** son deficitarias netas (Engie, Enel y Tamakaya). La excepción es la empresa Colbún y eventualmente Tamakaya, que pueden tener una posición excedentaria luego del despacho forzado que les otorga la **“Condición de Inflexibilidad”**.
120. El gráfico siguiente muestra las transferencias económicas expresadas en millones de dólares mensuales en el año 2021, donde la parte positiva del gráfico muestra las ventas de generadores excedentarios y la parte negativa muestra las compras de los generadores deficitarios.



Fuente: Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

121. Del gráfico se observa un efecto relevante en las transferencias económicas a partir del mes de Septiembre del 2021, fecha en que el Coordinador implementó un mecanismo de “precio sombra” para el GNL, que impuso un Costo de Oportunidad nulo para el GNL y forzó el despacho del GNL, de manera análoga a lo definido en la nueva NTGNL del año 2021 vigente y redujo los costos marginales en cerca de 55 US\$/MWh. De hecho, fue el mismo Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, Sr. Juan Carlos Olmedo, quien señaló a la prensa que esta mecanismo se adelantó a la norma técnica GNL⁴³.

- UN TECHO PARA LOS COSTOS MARGINALES Y LOS EFECTOS DE LARGO PLAZO DEL EJERCICIO DE PODER DE COMPRA:

122. A lo anterior se le suma que una de las supuestas finalidades de la actual “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado” es evitar que el costo marginal del sistema aumente en situaciones de escasez de generación hidráulica. Para lograrlo, facilita que haya GNL que se pueda declarar en “**Condición de Inflexibilidad**” cuando se anticipa una sequía. En efecto, dice la actual Norma Técnica:

⁴³ Véase en: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/coordinador-se-adelanta-a-norma-tecnica-de-gnl-y-aplica-nuevo-modelo/2021-09-08/205107.html>

123. “Artículo 5-12 [...] Si al momento de realizar la Actualización del Estudio GNL, la probabilidad de excedencia de energía afluyente hidráulica proyectada del SEN, determinada con la información disponible al 1 de octubre del año en que esta se realiza, sea igual o superior al 95% de la estadística hidrológica definida en el Artículo 5-4, numeral 9 de la presente NT, se considerará todo el volumen incluido en los ADP como potencialmente inflexible. [...]”

124. Artículo 5-13 [...] A partir del primer día hábil de agosto de cada año y, luego, mensualmente hasta febrero del siguiente año, el Coordinador deberá emitir un informe fundado en el que se deberá comprobar si:

(i) Con la información del pronóstico de deshielo más actualizado, el año hidrológico del SEN presenta una probabilidad de excedencia de energía afluyente hidráulica igual o superior al 95% de la estadística hidrológica [...], esto es para el periodo comprendido entre los meses de abril del año en curso hasta marzo del siguiente año; o

(ii) Producto de fallas de instalaciones de generación, transmisión u otras relevantes del SEN, sumado a una condición hidrológica exigente, el SEN presenta un estado de escasez de oferta equivalente al de una probabilidad de excedencia de energía afluyente hidráulica igual o superior al 95% de la estadística hidrológica [...]. Se entenderá por instalaciones relevantes aquellas que por encontrarse indisponibles agudizan la referida situación de escasez.

En caso de comprobarse cualquiera de las hipótesis anteriores, los volúmenes de GNL provenientes de cualquier Acuerdo de Suministro pueden ser declarados en condición de potencialmente inflexible, para el periodo comprendido entre la publicación de dicho informe y la siguiente oportunidad de comprobación. Con ello, si los volúmenes de GNL son adquiridos en dicho periodo y el arribo del buque GNL a los Terminales GNL es inferior a tres meses, estos volúmenes mantendrán la condición de potencialmente inflexible.

125. En este caso, el regulador se vale del ejercicio de poder de compra unilateral de los generadores deficitarios que importan GNL para disminuir el costo

marginal en el corto plazo. Como ya se vio, el ejercicio de poder de compra favorece a los generadores deficitarios y perjudica a los superavitarios. Más aún, sólo los generadores deficitarios están interesados en disminuir el costo marginal.

- 126.** Un efecto adicional es que se entrega una falsa señal de abundancia de energía, pues, desacopla el costo marginal de la energía de los precios internacionales de los combustibles y reduce el valor del agua de los embalses; implicando transferencias de riqueza entre los generadores. La disminución del precio del agua en los embalses lleva a que necesariamente, y particularmente en casos de sequía, el agua se consumirá antes de tiempo a pesar de que se necesitará más adelante para dar energía y seguridad al sistema (servicios complementarios, control de frecuencia), por lo que su gasto anticipado pondrá en riesgo la seguridad del sistema.
- 127.** Más importante, al ponerle techo al costo marginal del sistema **induce a atrasar las inversiones en nuevas centrales y en sistemas de almacenamiento**. En efecto, en el largo plazo, al ejercer poder de compra en el mercado *spot*, a través de la declaración de **“Condición de Inflexibilidad”**, se disminuye la rentabilidad a los proyectos alternativos eficientes en el margen. Esto no sólo hace más frecuentes las situaciones de escasez, sino que, al reducir la cantidad ofrecida de energía en el largo plazo, **eleva el precio de la energía que pagan los consumidores**. Los beneficiados son aquellos generadores que pueden declarar GNL en **“Condición de Inflexibilidad”** para disminuir el costo marginal del sistema -aquellos que pueden ejercer poder de compra unilateral-, los que en el futuro tomarán contratos a precios más altos.
- 128.** Los efectos de largo plazo han sido analizado en detalle en el estudio de Ignacion Alarcón Arias⁴⁴, que concluye:

“En relación con el costo de suministro de la demanda, se observa que a medida que aumenta la declaración de GNL inflexible, los costos de abastecimiento de la demanda aumentan entre un 10% y 39% dependiendo del escenario de inflexibilidad. Contrariamente, los costos marginales de energía disminuyen entre un 2% y 10% dependiendo del

⁴⁴ Estudio Efectos del GNL Inflexible en el Plan de Expansión” Junio de 2021, acompañado en un otrosí de la demanda.

escenario, **retrasando la instalación de proyectos de energía renovable.**

El atraso de los proyectos de energía renovable incide en forma importante en las emisiones de CO2, lo que se aprecia en una evolución con emisiones en aumento en todos los escenarios con inflexibilidad de suministro de GNL, llegando hasta un poco más de 6 millones de toneladas de CO2 equivalente [...]

129. El efecto de largo plazo confirma que el GNL en “**Condición de Inflexibilidad**” es inherentemente anticompetitivo, pues sólo es útil para quienes ganan ejerciendo poder de compra. La adaptación endógena de un generador con capacidad de generar con GNL a la posibilidad de ejercer poder de compra es sobre-contratarse y considerar que, todo lo demás constante, su costo de abastecer contratos es menor. Al mismo tiempo, la contracción de la inversión implica que, aguas abajo, el precio de la energía aumentará.

- FALTA DE JUSTIFICACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA EFICIENCIA ECONÓMICA DE LA “CONDICIÓN DE INFLEXIBILIDAD”:

130. La “**Condición de Inflexibilidad**” le está entregando a los generadores que operan con GNL, la posibilidad de fijar el costo marginal, el precio con el cual se valorizan las transacciones entre generadoras en el mercado spot, y regular su despacho, alejándose del espíritu del despacho centralizado que rige a la LGSE (art 72-1).

131. Las llegadas de barcos se programan, coordinándose con el uso del GNL. Esto es así puesto que la capacidad de almacenamiento y de regasificación de un terminal de GNL es limitada, si la tasa de regasificación y uso del GNL es muy lenta, podría ocurrir que, dado el ADP: (i) a la llegada del siguiente barco el terminal no tenga capacidad disponible para recibir al barco que sigue; (ii) o bien que la tenga, pero que eventualmente no haya capacidad en el terminal para recibir un barco en el futuro.

132. Cuando no hay espacio en el terminal para recibir el siguiente barco en la fecha programada, el usuario dueño del gas tiene varias opciones. Una es aumentar su tasa de regasificación del GNL, lo que puede hacer en la medida que haya capacidad de regasificación disponible, contratada o interrumpible y sea

despachado; otra es ventear parte del GNL almacenado para liberar suficiente espacio.

133. Sin embargo, tal como lo señala G. Palacios en su informe acompañado en otrosí, los contratos también incluyen cláusulas que permiten cancelar barcos, ya sea pagando una multa o bien pagando el gas y postergando su entrega para años posteriores; a esto último se le llama *make up*. Como se verá líneas abajo, **la posibilidad de cancelar implica que el gas no es inflexible.**
134. Más aún. Cabe destacar que la Norma Técnica obliga al generador a hacer sus **mejores esfuerzos** para evitar la declaración de inflexibilidad, recolocándolo o almacenándolo y por tanto, la Norma Técnica implica, que si el gas se puede almacenar o recolocar, debe ser calificado como flexible.
135. H. Tribunal, como hemos visto, la **“Condición de Inflexibilidad”** nada tiene que ver con inflexibilidades para usar el gas; antes bien, induce una baja artificial del costo marginal porque le permite a generadores deficitarios ejercer poder de compra y, por esta vía, altera el modelo de despacho del Sistema Eléctrico Nacional y distorsiona el orden de mérito de las centrales que son despachadas en el sistema. Así la CNE al consagrar en la NT la **“Condición de Inflexibilidad”** atenta a la libre competencia sin tener justificación alguna en la propia LGSE, perjudicando a nuestras representadas.
136. En la práctica, la **“Condición de Inflexibilidad”**, siempre será usada por los generadores deficitarios que utilizan GNL para ejercer poder de compra. Esto crea un efecto distributivo y además cambia las decisiones de inversión y finalmente lleva a un resultado ineficiente.
137. Esto resulta de la mayor gravedad, pues al existir restricciones técnicas para algunas unidades generadoras, como son los mínimos técnicos de las unidades térmicas, tiempos mínimos de generación y otros factores, genera una circunstancia no deseada de *curtailment* o vertimiento de energías renovables⁴⁵ por instrucciones del propio Coordinador Eléctrico Nacional al momento de fijar el despacho de las centrales que operan en el sistema. **En este sentido, la “Condición de Inflexibilidad” para el GNL, termina forzando un vertimiento de energía renovable, generando no solo**

⁴⁵ Ver <https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>

ineficiencias económicas y discriminaciones arbitrarias, sino que además impactos ambientales no deseados.

138. H. Tribunal la sola existencia de la **“Condición de Inflexibilidad”**, independiente de a favor de quién se establece, se haya utilizado o no, y sin perjuicio de quien la ha utilizado desde que se incorporó a la Norma Técnica, otorga artificialmente un poder de compra en favor de quién se establece. El poder de mercado ha dicho ese Tribunal en su Sentencia N° 112 de 2011 consiste en:

“La habilidad para actuar con independencia de otros competidores y del mercado, fijando o estableciendo condiciones que no habrían podido obtenerse de no mediar dicho poder”.

139. La sola circunstancia que la Norma Técnica contenga la **“Condición de Inflexibilidad”** y por tanto la posibilidad que un competidor, en este caso un generador que opera con GNL, la pueda utilizar significa por si, el otorgamiento de un poder de mercado a dicho competidor. De no mediar la **“Condición de Inflexibilidad”** el generador deficitario que opera con GNL no tendría el poder de compra que actualmente detenta.

140. Basta una simple lectura de la Norma Técnica en lo que se refiere a la **“Condición de Inflexibilidad”** para dar por sentado que se entrega al generador que opera con GNL la habilidad para actuar con independencia, tanto de sus competidores, como del mercado de generación eléctrica. Pero aún más, como se acreditará en el curso de la esta demanda, la mera declaración de la **“Condición de Inflexibilidad”** le permite a dicho generador fijar y establecer las condiciones de este mercado incluyendo el volumen a comprar y el valor del costo marginal, es decir, el precio con que se valorizan las transferencia económicas entre los generadores en el mercado spot.

141. De lo dicho se permite concluir que la **“Condición de Inflexibilidad”** por si sola entrega a un competidor, generador que opera con GNL, un poder de mercado, independiente de si éste se acoja o no al dicho mecanismo. Es decir, por si misma, dicha condición es hábil para generar efectos anticompetitivos.

142. Por otra parte es necesario agregar que el generador que opera con GNL puede usar la declaración de gas en **“Condición de inflexibilidad”** para ejercer poder de compra cuando es un comprador neto en el mercado spot. En efecto, al quedar al principio del despacho, desplaza generación de

terceros (incluida centrales renovables), disminuye sus compras de energía y hace caer el costo marginal. Esto resulta en variaciones relevantes de las transferencias económicas entre distintos generadores.

143. H. Tribunal la Norma Técnica parte de la premisa que la **“Condición de Inflexibilidad”** corresponde a una circunstancia excepcional, al punto que como señala Galetovic en el Informe acompañado en esta demanda: *“La excepcionalidad es consistente con el principio de que la única condición que justifica alterar el orden de mérito es un vertimiento inevitable”*. No obstante, como se vió anteriormente, en los hechos su aplicación dista mucho de ser aplicada excepcionalmente siendo de común ocurrencia en el caso de los generadores que operan con GNL.

144. La **“Condición de Inflexibilidad”** se justificaría según se desprende de la NT en los compromisos que derivan de los contratos *“take or pay”*. Sin embargo, a este respecto Galetovic señala que: *“En la práctica, el generador no está obligado a traer y usar todo el gas comprometido en el ADP⁴⁶”,* debido a las cláusulas de *Make Up*, y por otro lado, también es factible ajustar los volúmenes en tránsito:

“En efecto, los contratos dicen que el generador puede cancelar un barco programado en el ADP hasta 40 días antes de la carga del barco pagando una multa. Esta multa es decreciente con la anticipación con la que se cancela el barco”. Y que “Quizás tan importante como lo anterior es el hecho que una vez que el GNL se puede almacenar, su costo de oportunidad no es cero, sino cercano al costo del gas en el contrato al momento en que el GNL se use finalmente. Esto es la característica de cualquier bien que se puede almacenar para usarlo en el futuro e implica que el costo variable del gas debería ser igual al precio del GNL en el contrato (más el resto de los costos variables no combustibles)”.

145. Sobre el punto anterior, resulta relevante lo señalado por Gonzalo Palacios en su informe respecto de la cláusula de *make-up* LNG, acompañado en un otrosí, la que faculta al comprador GNL a consignar el gas pagado para una entrega futura, es decir, si el comprador decide cancelar la entrega del buque, aquello

⁴⁶ ADP, por su sigla en inglés, se refiere a Programa anual de entregas.

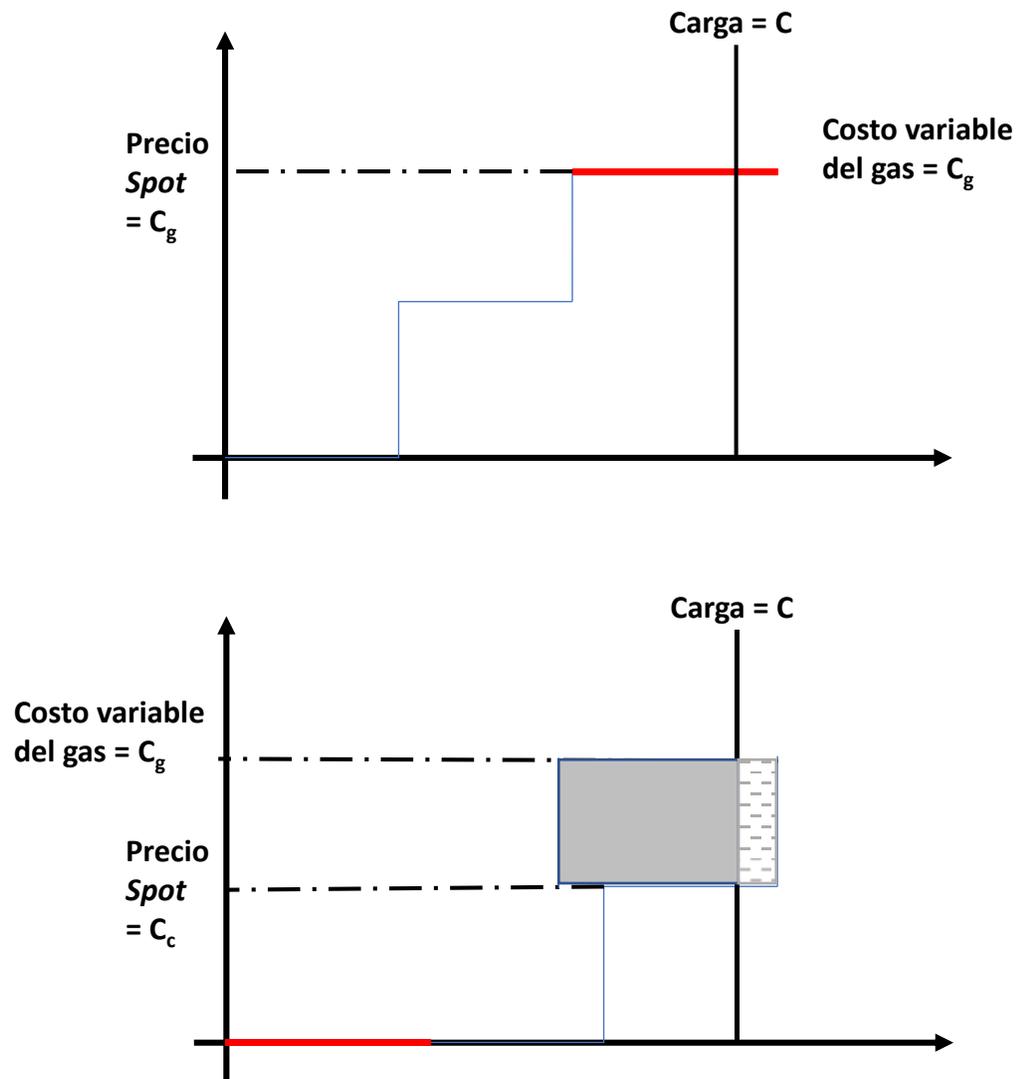
no significa que el gas se pierda o se vierta, sino que queda disponible para un uso posterior y es equivalente a un almacenamiento, con la ventaja que no requiere instalaciones físicas. El economista A. Galetovic concluye en su informe que:

“el gas se puede almacenar en otra parte usando la cláusula de make up. La cláusula de make up implica que el costo de oportunidad del gas es cercano al precio del contrato. Por lo tanto, el gas se debería despachar al costo variable en su contrato”.

146. H. Tribunal, en el informe del consultor Gonzalo Palacios, se observa que en el año 2019 el reinicio de los envíos de gas argentino muestran valores bastante más favorables que el precio del GNL de los contratos vigentes, en general bajo 5 US\$/MMbtu e incluso, han llegado compras bajo 4 US\$/MMBtu y el resultado de lo anterior es claro. Durante el año 2019 se cancelaron 6 barcos de GNL de los 36 programados en el ADP, casi la totalidad de ellos bajo la modalidad de *make up* y la mayoría de clientes eléctricos (5 de 6), Esto muestra que el GNL tiene usos alternativos que los generadores aprovechan cuando les conviene comercialmente.
147. En definitiva H. Tribunal, es posible afirmar que en los hechos el GNL que llega a Chile no es inflexible, porque entre otras cosas la circunstancia de incluir cláusulas de *make-up* en los contratos de abastecimiento permite al generador que opera con GNL almacenarlo para utilizarlo con posterioridad.
148. Ahora bien, se dirá que el uso de la cláusula de *make-up* eventualmente pudiese conllevar un costo para el generador, sin embargo, es claro que ese es un riesgo que debe asumir toda vez que está contratando en su propio beneficio en una modalidad de *take or pay*. **Lo que no es aceptable es que quien contrata en esta modalidad, traspase los costos que ello conlleva a competidores ni mucho menos al SEN y finalmente socializando estas ineficiencias contractuales con el resto de los generadores que participa del mercado spot.**
149. En la práctica, la cláusula *make-up* tiene el mismo costo que almacenar el combustible. Por lo tanto, esto implica que el combustible es tan flexible como puede serlo con capacidad, en la práctica, ilimitada de almacenamiento. Esta es la condición que las reglas del mercado eléctrico suponen para el resto de los combustibles: carbón, diésel, etc.

150. En este mismo orden de ideas, el consultor Gonzalo Palacios señala que las declaraciones tienen que estar sustentadas en los “Acuerdos de Suministro” éstas solo deberían aplicarse para los volúmenes o condiciones de precios, pero no para situaciones relacionadas con la declaración de gas inflexible porque, en un caso extremo, un Generador GNL podría firmar un contrato no estándar en la industria del GNL y ampararse en eso para declarar gas inflexible lo que no debería ser aceptado por el Coordinador y, por tanto, podría generar el incentivo a celebrar contratos que no tengan la opción de cancelación o desvíos de barcos o la opción de *make-up* ante un “Cargo Quantity Deficiency” y, por consideraciones de libre competencia, no deberían ser aceptados.
151. Como se ha descrito, el generador que cuenta con centrales GNL tiene instrumentos suficientes para manejar sus recepciones e inventarios de GNL. Por tanto, **no se justifica la existencia de la “Condición de Inflexibilidad”**, que le permita al generador GNL saltarse el orden de mérito, cuestión que hará cuando le convenga ejercer poder de compra.
152. Como se puede apreciar H. Tribunal, la **“Condición de Inflexibilidad”** no se encuentra conceptualmente hablando de manera alguna justificada desde el punto de vista de eficiencia económica y, aún más, ella genera un efecto altamente discriminatorio pues le da discrecionalidad al generador que opera con GNL en desmedro de los otros generadores que despachan al SEN que no operan con GNL. Así señala Galetovic:

“La Figura muestra el despacho a una hora dada para satisfacer la carga C, suponiendo que hay tres tecnologías de generación---agua, carbón y gas. El panel superior muestra el despacho con gas flexible. En ese caso el lugar del gas en el orden de mérito queda determinado por su costo variable, según lo determina la Norma Técnica y el precio del GNL en el contrato. En la Figura se supone que el gas está tercero en el orden de mérito y que la carga y disponibilidad de generación son tales que el precio spot es igual al costo variable del gas, c_g . Como se puede ver en la Figura, en ese caso sólo se despacha una parte del gas disponible.”



El panel inferior, en tanto, despacha el gas suponiendo que su costo variable es cero. Se aprecia en la Figura que esto tiene dos efectos. Uno es que se usa todo el gas, el efecto que busca la declaración de gas inflexible. El segundo efecto, sin embargo, que está estrechamente relacionado con el aumento de uso del gas, es que el precio spot cae. No es solo que cambie el orden de mérito; el gas desplaza generación de carbón, el que ahora marca el precio spot, igual a C_c ."

153. En definitiva H. Tribunal la "**Condición de Inflexibilidad**" por si sola facilita un abuso de posición de dominio por parte de los generadores favorecidos por ella, sean hoy los que operan con GNL, sean mañana los que operan con carbón o cualquiera otra fuente respecto de quien se consagre esta posibilidad de declarar "**Condición de Inflexibilidad**".
154. Precisamente porque esta "**Condición de Inflexibilidad**", por si sola, es susceptible de generar un **abuso explotatorio** -pues quien declara la condición se hace de los recursos de su competidor- y también puede ser **abuso**

exclusorio -pues puede provocar la expulsión de un competidor e incluso generar barreras de entrada artificiales para nuevos competidores que estén proyectando ingresar al mercado-. Situaciones que V.S. debe conocer durante el transcurso del proceso.

- **EFFECTOS DE LA APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA “CONDICIÓN DE INFLEXIBILIDAD”**

- 155.** Ahora bien H. Tribunal, **teniendo claro que la “Condición de Inflexibilidad” es claramente anticompetitiva en si y por si sola.** En cuanto a los efectos anticompetitivos que ha generado en los hechos la aplicación práctica de ella, a continuación, con el objeto de que V.S. evalúe la pertinencia de que dicha condición siga rigiendo, se da cuenta de los efectos de su concreción en los hechos.
- 156.** Como se ha explicado anteriormente, la declaración de GNL en “**Condición de Inflexibilidad**” influye significativamente en el costo marginal de energía, precio usado en el mercado spot para las transferencias entre generadores deficitarios y excedentarios. En efecto, la declaración de GNL en “**Condición de Inflexibilidad**” no solo modifica el “orden de mérito” del despacho de las unidades generadoras en tiempo real (desplazando la curva de oferta a la derecha), sino que también altera el costo de oportunidad del uso del agua de los embalses. Este costo de oportunidad le asigna a las hidroeléctricas con embalse su posición en el mencionado “orden de mérito” de despacho. Todo esto reduce el costo marginal de las transferencias entre los generadores en el mercado spot. En la práctica, la opción de “**Condición Inflexibilidad**” que otorga la NT, permite a las empresas que generan con GNL reducir el costo de compra de sus retiros en el mercado spot, lo que representa un ejercicio de poder de compra unilateral o ejercicio de poder oligopsónico, donde se otorga la capacidad de incrementar la oferta al sistema, disminuir la cantidad requerida y, con ello, reducir arbitrariamente el precio al que adquiere sus retiros de energía en el mercado spot, en perjuicio de las empresas excedentarias que venden en este mercado.
- 157.** Lo anterior no solo tiene un efecto en el corto plazo como el antes descrito, sino también puede constituir una señal por parte de las incumbentes para

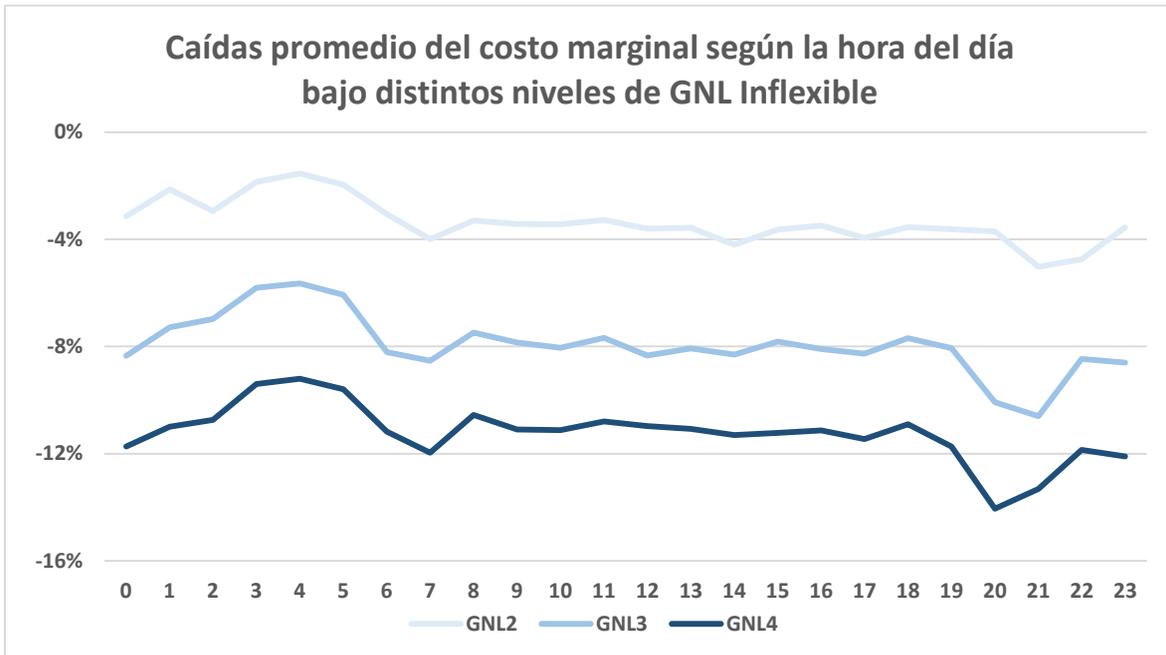
impedir la entrada de otros competidores⁴⁷. Al bajar la señal de precio en el Mercado Spot y por ende en el Mercado de Contratos, lo que se ve a futuro es que las tecnologías de base, como las hidroeléctricas y eólicas, no consiguen su costo de desarrollo, y/o tienen incertidumbres en las señales de precio, ajenas a los riesgos del mercado propiamente tal, como sería una eventual manipulación de los precios por los incumbentes. Por ejemplo⁴⁸, bajar 5 US\$/MWh, en la señal de precio, equivale a un 10% del costo de desarrollo de una central eólica, y por este mecanismo se está desincentivando la entrada de tecnologías con un uso de capital inicial que son necesarias para respaldar las tecnologías renovables variables y que son justamente las tecnologías que, en competencia dinámica, llevan a reducir los costos de energía, pero sin distorsiones de mercado como las planteadas en el caso de que se declare la **“Condición de Inflexibilidad”**

- 158.** Conforme al estudio realizado por Cristian Muñoz, donde se analiza el impacto en los costos marginales del sistema bajo distintos niveles de declaraciones de inflexibilidad en el sistema para el año 2019⁴⁹, los costos marginales de energía presentan reducciones promedio anuales que van desde 1,6 US\$/MWh a 6,2 US\$/MWh, es decir, entre un 3% a 11% de reducción. Interesante resulta también observar de este informe que los costos marginales del decil más alto bajan en promedio 19,8 US\$/MWh a 28,7 US\$/MWh, reflejando la fuerte reducción del riesgo del mercado spot derivada de la **“Condición de Inflexibilidad”** que permite la NT a los generadores deficitarios de energía que operan con GNL.

⁴⁷ “Entry deterrence and hidden competition”, Lavrutich, Huisman & Kort, (2014).

⁴⁸ Ver Informe Muñoz en donde muestra que bajo ciertas condiciones el efecto en los marginales puede considerarse entre un 5 a 10% del costo sin inflexibilidades.

⁴⁹ En el estudio se analizan 4 casos de nivel de declaraciones de inflexibilidad para el año 2019, donde GNL1 representa 0% de inflexibilidad, GNL2 representa un 1,1 MMm3/día de gas inflexible, GNL3 representa 3,9 MMm3/día y GNL 4 representa 5,3 MMm3/día. El caso GNL3 alcanza un 59% de GNL inflexible en el sistema, coincidente con el despacho inflexible real declarado en el año 2019, lo que represente 500 MW de despacho permanente en modalidad inflexible en el sistema durante todo el año.



Fuente: Estudio Gas natural licuado inflexible y su impacto en los costos marginales del Sistema Eléctrico Nacional – Cristian Muñoz

159. En el corto plazo, los efectos de la **“Condición de Inflexibilidad”** generan una asimetría de riesgos, donde aquellos generadores que pueden ejercer la opción de inflexibilidad bajan sus riesgos en el mercado spot y pueden capturar contratos con clientes finales a precios más bajos, desplazando así al resto de los generadores que no podrán acceder al mercado de contratos y estabilizar sus ingresos. En el largo plazo, sin embargo, al ejercerse sistemáticamente este poder de compra en el mercado spot a través de la declaración de inflexibilidad, y habiéndose disminuido la rentabilidad a los proyectos alternativos eficientes, se incrementará el precio de equilibrio de los contratos con clientes finales, afectando por tanto negativamente a los consumidores de energía eléctrica.

160. Todo esto da cuenta que no solo existe un costo o afectación particular para los generadores que no operan con GNL y que actualmente compiten en el Mercado Spot, sino también se genera una **“ineficiencia dinámica”** al alterar las decisiones de inversión de los desarrolladores de nuevos proyectos de generación, alejándolas de la decisión eficiente en ausencia de la distorsión de mercado que produce la **“Condición de Inflexibilidad”**. Lo que cobra aún más relevancia en un mercado que crece constantemente, con un escenario de descarbonización acelerada y una necesidad creciente de tecnologías flexibles como serían las fuentes de almacenamiento y las tecnologías de generación renovable como solares, eólicas y centrales de pasada.

161. Como se mencionó al principio de esta demanda, ya en el año 2016 fecha en que se incorporó a una Norma Técnica por la CNE la **“Condición de Inflexibilidad”** se vislumbraba los efectos anticompetitivos de este mecanismo. **Y ello no es de extrañar toda vez que esta condición es por si y desde ya anticompetitiva y carece de toda lógica desde el punto de vista de la eficiencia económica del mercado.**

162. Por otra parte, a finales del 2015, previo a la dictación de la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* de 2016, la asociación gremial de APEMEC encargó un estudio a la consultora Antuko, que se acompaña en un otrosí, para analizar justamente los impactos sistémicos de las declaraciones del gas en modalidad Take or Pay, cuyos resultados publicados en enero de 2016, coinciden con la afecación de costos marginales presentados por Cristian Muñoz, donde se señala que, de no haberse considerado contratos Take Or Pay de centrales GNL, despachadas a costos variable cero, se habría producido un alza cercana a un 20% en los costos marginales del sistema, con la consecuente alza en la inyecciones a precios spot de las centrales hidroeléctricas de pasada, concluyendo que:

“Al declarar su Costo Variable de combustible igual a cero, la generación en base a GNL de Take or Pay no sigue las reglas de mercado e implica una alteración sobre la operación económica del Sistema Interconectado Central, quitándole oportunidad de generación e ingresos a las fuentes más eficientes que el GNL, como la generación hidráulica.”

163. Otro hecho destacable es la afectación de la **“Condición de Inflexibilidad”** en otros mercados. Hasta septiembre de 2019 existían incongruencias entre la disponibilidad mensual de GNL declarada por centrales (que incluía GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**) y la programación de la operación a doce meses, que no consideraba el GNL **“Condición de Inflexibilidad** en el despacho programado de esas centrales, lo anterior -la no incorporación de dicha información por parte del Coordinador, fue objeto de una discrepancia ante el H. Panel de Expertos⁵⁰ y afecta otros mercados conexos como el de

⁵⁰ Ver Dictamen N°13-2019, si bien se rechazó la discrepancia planteada por AES Gener, con el voto dirimente del Presidente del H. Panel de Expertos. EL voto de minoría señala que “es importante destacar que, en opinión de los suscritos, la inflexibilidad del GNL es una condición relevante para efectos de modelar la operación del sistema y determinar el uso esperado de las instalaciones de transmisión”.

los peajes del Sistema de Transmisión Nacional. En dicha discrepancia se ratifica el hecho que la **“Condición de inflexibilidad”** del suministro de GNL modifica el despacho de las centrales y, con ello, el uso esperado de los sistemas de transmisión”, no solo lo anterior, sino que también modifica la programación y el uso del agua por parte del Coordinador en su operación ya sea semanal o mensual que realiza del SEN. Al ser las empresas las que finalmente definen cuando realizar la declaración de inflexibilidad, puede ser utilizada de forma estratégica por estas empresas para efectos de mejorar sus posiciones comerciales en el sistema.

164. Lo anterior es relevante por cuanto, y tal como lo muestran los informes económicos que se acompañan en esta demanda, cuando una firma tiene contratos de energía superiores a su producción propia, y es deficitaria, tiene el incentivo para deprimir los precios spot, si ese es el caso de los importadores de gas, entonces la posibilidad de declarar el GNL inflexible les abre la puerta para ejercer poder de compra, reducir los precios y comprar el déficit de energía que requieren para servir sus contratos a precios artificialmente más bajos afectando por este medio a terceros que operan en el sistema.
165. La consecuencia anticompetitiva que produce la aplicación de la **“Condición de Inflexibilidad”** es que al alterar el orden de mérito aumenta el uso del GNL haciendo que el valor spot baje a precios inferiores de los que se daría sin esta declaración de inflexibilidad. Así, Galetovic señala que:

“Al cambiar el orden de mérito y el precio spot, también cambian las transferencias de energía entre generadores. En general, los generadores deficitarios pagan menos porque el precio spot es menor. Por lo mismo, si el dueño del gas es deficitario, la declaración de gas inflexible le permite disminuir el valor de sus compras en el mercado spot.

166. La **“Condición de Inflexibilidad”**, que como sabemos solo rige respecto de los generadores que operan con GNL, tiene además efecto anticompetitivo desde que su aplicación limita los ingresos de aquellos generadores que aportan energía al SEN de fuentes distintas al GNL a través del mercado spot transfiriendo dichos ingresos a quienes realizan retiros. Así en palabras de Galetovic:

“Si el generador usa más gas en la hora en que el gas es inflexible y disminuye el precio spot, también usará menos gas a otras horas, si la

cantidad total de gas que tiene disponible es fija. Todo lo demás constante, el precio spot a esas horas no podría ser menor, y podría ser mayor. Sin embargo, el incentivo del generador deficitario es elegir la condición inflexible del gas en aquellas semanas y horas en que puede disminuir el precio spot, y con ello pagar menos por sus retiros netos. Para ello, el generador puede simular programas alternativos de despacho y decidir estratégicamente no sólo cuánto gas colocar en cada semana, sino también el lugar del gas en el orden de mérito, eligiendo entre gas flexible e inflexible.”

- 167.** Así H. tribunal, estos efectos anticompetitivos que serán acreditados en estos autos, dan cuenta de la conducta de la Comisión Nacional de Energía que desde el año 2016, a través de una simple Norma Técnica y sus sucesivas modificaciones, ha establecido por más de 5 años en favor de las grandes generadoras que operan con GNL la “**Condición de Inflexibilidad**”, produciendo efectos que han impedido, restringido y entorpecido la competencia en el mercado de generación eléctrica. Conducta que ha sido **contumaz**, pues desde la primera NT del año 2016, a dicha repartición le constaban los efectos anticompetitivos que produciría. No obstante ello, en las sucesivas modificaciones del año 2019 y 2021, la CNE ha seguido atentando a la libre competencia. Así, en los claros términos que utiliza el artículo 3º del D.L. N° 211, la Comisión Nacional de Energía ha “**ejecutando actos que han impedido, restringido y entorpecido la libre competencia, o que a lo menos han tendido a producir dichos efectos**” como queda claro de esta demanda y como se acreditará en este proceso.

V CONCLUSIÓN:

- 168.** H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, como se ha señalado a lo largo de esta demanda la “**Condición de Inflexibilidad**”, se origina en un *acto administrativo* de la Comisión Nacional de Energía - la “*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*”- de 2016, modificada el año 2019 y luego el año 2021. Acto administrativo, que según la LGSE no tiene por objeto más que velar por aspectos técnicos destinados a la implementación del Sistema Eléctrico Nacional por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, y en este específicamente debía circunscribirse a tratar la programación y coordinación de las operaciones de unidades que utilizan GNL regasificado. No obstante

ello, la CNE al establecer la “**Condición de Inflexibilidad**” a favor de las grandes empresas que operan con GNL no sólo ha desbordado con creces el ámbito de las Normas Técnicas si no que imponiendo una verdadera regulación económica ha generado desde el año 2016 notables efectos contrarios a la libre competencia en el mercado eléctrico y lo que es peor, de manera **contumaz** ha perpetuado esta conducta anticompetitiva al renovar dicha Condición en la actual “*Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado*”.

- 169.** Tan cierto es lo anterior, que se puede afirmar que la Norma Técnica, acto administrativo que contiene, define y regula la “**Condición de Inflexibilidad**”, lo que hace es fijar un precio en el mercado. Así, en las Normas Técnicas de 2016 y 2019 se le asignaba costo variable igual a cero. Y en la Norma Técnica de 2021 se fuerza el despacho de una cantidad fija de GNL que el Coordinador garantiza su generación completa durante un periodo determinado, imponiendo así un costo de oportunidad nulo. Esto como hemos visto claramente atenta contra la libre competencia pero además constituye una infracción al Principio de Reserva Legal de la Regulación Económica consagrada en nuestra Constitución Política.
- 170.** H. Tribunal, la “**Condición de Inflexibilidad**” es por si misma un acto que infringe las normas de defensa de la libre competencia puesto que -como ya se ha dicho- en las Normas Técnicas de 2016 y 2019 de manera artificial y arbitraria deja en un valor igual a “0” el costo variable y en la Norma Técnica actual se fuerza el despacho imponiendo un costo de oportunidad nulo, efectos sobre un insumo relevante para la generación eléctrica modificando sustancialmente la teoría marginalista del modelo de despacho con que de conformidad a la LGSE debe operar el Sistema Eléctrico Nacional distorsionando gravemente el orden de mérito de las centrales que son despachadas en el sistema.
- 171.** Así H. Tribunal la sola consagración de la “**Condición de Inflexibilidad**” en la Norma Técnica del GNL independiente de a favor de quien se haya establecido, se haya utilizado o no, y sin perjuicio de quien la ha utilizado desde que se incorporó, otorga artificialmente un poder de mercado en favor de quien se establece. Poder de mercado que es perfectamente susceptible de generar la posibilidad de **abusos explotatorios** -pues quien declara la condición se hace de los recursos de su competidor- y también puede promover **abusos exclusorios** -pues puede provocar la expulsión de un competidor e incluso

generar barreras de entrada artificiales para nuevos competidores que estén proyectando ingresar al mercado-.

172. Pero H. Tribunal no sólo en si misma la “**Condición de Inflexibilidad**” es contraria a las normas de defensa de la libre competencia por carecer de justificación alguna desde el punto de vista de la eficiencia económica, sino que lo es también por los efectos que produce en el mercado relevante. Tanto es así que teniendo como supuesta justificación (para considerarlo a costo variable cero) el evitar un vertimiento de GNL, termina forzando un vertimiento de energía renovable generada por sus competidores, provocando no solo notables ineficiencias económicas sino además serios impactos ambientales no deseados.

173. Dentro de los efectos contrarios a la libre competencia que puede provocar la “**Condición de Inflexibilidad**” está el hecho que el generador que opera con GNL puede usar la declaración de gas inflexible para ejercer poder de compra cuando es comprador neto en el mercado *spot*. Esto resulta en variaciones relevantes de las transferencias económicas entre distintos generadores.

En la práctica la “**Condición de Inflexibilidad**” opera como un subsidio en favor de generadoras que operan con GNL, subsidio que es de cargo de sus competidores que ocupan otras fuentes de energía, con las consecuentes distorsiones y efectos negativos para la competencia de ese mercado.

174. H. Tribunal, la “**Condición de Inflexibilidad**” concebida originalmente como una situación excepcionalísima dista mucho de ello en la actualidad como resulta acreditado en los informes económicos acompañados en otrosí. Así, desde el año 2016 se puede apreciar como la “**Condición de Inflexibilidad**” ha permitido a generadores que operan con GNL traspasar las consecuencias y riesgos de sus decisiones contractuales al resto de los generadores que no utilizan GNL a través de sucesivas y cada vez más frecuentes modificaciones de las reglas del despacho del SEN.

175. La “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado” tanto del 2016 como las modificaciones del 2019 y 2021 que permiten declarar la “**Condición de Inflexibilidad**” resultan en un acto administrativo de la CNE “inherentemente anticompetitivo”. Esto por cuanto se trata de un mecanismo cuya única consecuencia es disminuir el costo marginal del sistema relativo al que hubiese

resultado de haberse respetado el orden de mérito; y que sólo los generadores que ganan ejerciendo poder de compra unilateral querrán declarar GNL en **“Condición de Inflexibilidad”**.

176. El efecto de corto plazo de la **“Condición de Inflexibilidad”** es el ejercicio de poder de compra en el mercado *spot*. El efecto del largo plazo es reducir la rentabilidad y la entrada de nuevos generadores que normalmente venden al menos una parte de su producción al *spot* a costo marginal, **sobre todo aquellos que generan energías renovables pero de disponibilidad variable, solar, eólica e hidráulica**. La consecuencia, tarde o temprano, es la estándar: **el ejercicio de poder de compra sistemático termina por aumentar los precios aguas abajo que pagan los consumidores**.
177. Así la conducta demandada en este proceso e imputada a la CNE consiste en la dictación de actos administrativos -Resoluciones Exentas- que dictaron la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* en el 2016 y las modificaciones del año 2019 y 2021, respectivamente.
178. Estos actos administrativos de la CNE consecutivos y prolongados desde el año 2016 a la fecha, ejecutados con **contumacia** por esta repartición, **han impedido, restringido y entorpecido la libre competencia o a lo menos han tendido a ello afectando gravemente el mercado de generación eléctrica**.
179. Todo ello, H. Tribunal, a pesar de que dichos efectos contrarios a la libre competencia han sido patentes y, lo que es más, han sido representados a la demandada desde el año 2016, fecha de origen de la primera Norma Técnica dictada por la CNE.
180. Lo anterior da cuenta de la **contumacia** con que ha actuado la CNE desde 2016 y del desprecio que ha demostrado esta repartición por la Ley de Defensa de la Libre Competencia, pues se acreditará en este proceso que tanto el secretario ejecutivo de la época en que se dictó la primera NT, señor Andrés Romero, como el actual secretario ejecutivo de la CNE señor José Venegas Maluenda, tuvieron conocimiento de los reparos que distintos agentes manifestaron respecto de los efectos anticompetitivos que generaría la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida, definida y regulada en la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades*

que *Utilicen GNL Regasificado*” dictada el año 2016 y mantenida hasta la fecha.

181. A mayor abundamiento, el actual secretario ejecutivo de la CNE, señor José Venegas, señaló en la Comisión de Energía y Minería de la Cámara de Diputados -en el contexto de la última modificación de la Norma Técnica- lo siguiente:

“El exceso de gas inflexible perjudica mucho a proyectos que son más chicos”, (...) *“Estamos hablando de un volumen de plata que es relevante para las generadoras que usan el GNL, pero que es muchísimo más relevante para los pequeños proyectos de energía renovable que se ven afectados”*⁵¹.

“El gas inflexible no sólo desplaza ERNC, sino también otras tecnologías más baratas que el GNL e incluso a otras centrales que operan GNL que no están en condición de inflexibilidad”

Es sumamente claro que la CNE estaba al tanto de los efectos anticompetitivos que la **“Condición de Inflexibilidad”** trae aparejada, sin embargo, no fue eliminada de la Norma Técnica en su última modificación.

182. Frente a la primera posición, donde se argumenta que el efecto es acotado a nivel global, estimó que el hecho que el impacto sea poco a nivel del costo marginal (de uno a dos dólares por MWh), no significa que no impacte fuertemente a la generación renovable. “Por eso estamos aquí. Porque está afectando en precio y colocación de energía justamente a nuestras tecnologías de desarrollo”, recalcó.

183. Tan claro resulta la contravención a la libre competencia de la **“Condición de Inflexibilidad”**, que el mismo secretario ejecutivo ha señalado que:

“El gas inflexible no sólo desplaza ERNC, sino también otras tecnologías más baratas que el GNL e incluso a otras centrales que operan GNL que no están en condición de inflexibilidad”.

⁵¹ Véase en <https://www.bnamericas.com/es/noticias/regulador-chileno-promueve-nuevas-reglas-para-el-gas-inflexible>

“Dado que el uso de gas inflexible tiende a bajar los costos marginales, señaló que esto no es positivo si se da de forma ficticia “y desincentiva el desarrollo de tecnologías más competitivas (...) La generación a GNL obviamente es más cara que la ERNC y no está bien que sistemáticamente parezca lo contrario”⁵².

184. En definitiva H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia todo lo señalado en la presente demanda da cuenta de un hecho irrefutable: la **“Condición de Inflexibilidad” por si misma infringe las normas de defensa de la libre competencia**, puesto que más allá de los graves efectos anticompetitivos descritos en esta presentación y de los que podrá su V.S. recabar en el curso del proceso, dicha **Condición** carece desde sus orígenes de justificación alguna tanto para las normas de defensa de la libre competencia, como para los principios y doctrina económica pues se aleja de la eficiencia económica a que deben tender todos los mercados.

POR TANTO, teniendo en consideración los antecedentes de hecho, derecho y económicos expuestos en esta presentación y a las disposiciones legales citadas y demás aplicables,

A ESE H TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA SOLICITAMOS: Se sirva tener por entablada la presente demanda, aceptarla a tramitación y, en definitiva, acogerla en todas sus partes y -sin perjuicio de las facultades de este H. Tribunal para adoptar las medidas que estime pertinentes en defensa de la libre competencia-, declarar y disponer en particular lo siguiente:

1. Declare que la Comisión Nacional de Energía ha infringido el artículo 3° del referido Decreto Ley, al consagrar en favor de los generadores de GNL la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida en la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* aprobada por dicha Comisión mediante resolución exenta 626 de 23 de agosto de 2016; modificada por la Resolución Exenta N° 376 de 21 junio de 2019 y nuevamente modificada por la Resolución Exenta N° 411 de 13 de octubre de 2021, por cuanto dicha **“Condición de Inflexibilidad”** ha

⁵² Diario Financiero de 6 de julio de 2021

impedido, restringido y entorpecido la competencia en el mercado de generación eléctrica.

2. En consecuencia con lo anterior solicitamos se sancione a la CNE imponiendo como sanción la multa máxima establecida en el D.L. N° 211, esto es 60.000 UTA.
3. Disponga que se modifique la actual *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* eliminando la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida, definida y regulada en dicho acto administrativo con el objeto que cesen sus efectos anticompetitivos en el mercado de generación eléctrica.

PRIMER OTROSÍ: En virtud de lo señalado a lo largo de este libelo y habida consideración que, como se reseñó en lo principal, la dictación de la Norma Técnica que contiene la declaración de **“Condición de Inflexibilidad”** contenida, definida y regulada en la *“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”* aprobada en octubre de 2021 sigue y seguirá produciendo los efectos anticompetitivos en el mercado de generación eléctrica así como efectos perniciosos para el interés común en materia de libre competencia.

Que los efectos anticompetitivos descritos en esta demanda incluyen el hecho que no sólo las demandantes, Electrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A., sino que también todas las empresas de generación con Energías Renovables, se encuentran en una situación de franco peligro de continuar la aplicación por parte de la CNE de esta NT dado que si se sigue utilizando por parte de las empresas de generación que operan con GNL entraran en déficit incluyendo el peligro real de quebrar y salir del mercado eléctrico.

A mayor abundamiento, no podemos olvidar que mientras se discutía la última modificación de la Norma Técnica -año 2021-, se publicó y utilizó la Minuta denominada “Gestión de GNLR con Restricciones de Almacenamiento a través de costos de oportunidad” realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, mediante la cual el Coordinador ha asegurado a las generadoras con unidades en base a GNLR poder inyectar preferentemente su energía a un costo variable alterado, disminuido (precio sombra), en relación a aquel que correspondería de aplicarse la normativa técnica actualmente vigente, afectando gravemente a nuestras representadas y al proceso competitivo en el mercado eléctrico; en otras palabras, es el mismo Estado,

que a través de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, han propiciado diferentes actos que infringen la libre competencia, favoreciendo a las grandes generadoras que utilizan el GNLR, en desmedro de las generadoras que utilizan energías limpias o energías renovables no convencionales, agravando cada día la viabilidad de nuestras representadas.

Cómo podrá concluir V.S., es del todo necesaria la medida cautelar en autos⁵³, es por eso que solicitamos a ese H. Tribunal decretar de manera urgente, y en la primera audiencia que se celebre al efecto, y durante toda la duración del presente proceso judicial, una medida cautelar consistente en dejar sin efecto la aplicación de la **“Condición de Inflexibilidad”** contenida en la **“Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”** aprobada en octubre de 2021, puesto que produce efectos reales e inminentes atentatorios a la libre competencia, distorsionando el precio de mercado, alterando gravemente el proceso competitivo en el mercado energético.

⁵³ Debemos hacer presente que el H. Tribunal ha concedido medidas cautelares para impedir los efectos anticompetitivos, idénticos a los relatados en esta demanda, por ejemplo:

- i. En causa C 349-2018, en resolución de fecha 25 de abril de 2018, el H. Tribunal resolvió lo siguiente: **“Al primer otrosí, ha lugar, con citación, solo en cuanto se ordena al Banco del Estado de Chile y al Banco Itaú celebrar un nuevo contrato de cuenta corriente con SURBTC SpA, en los mismos términos de los contratos suscritos entre dichas partes anteriormente. Lo anterior, por cuanto la medida cautelar solicitada es necesaria para impedir los eventuales efectos negativos de las conductas sometidas a conocimiento de este Tribunal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del D.L N° 211.”**
- ii. En causa C 350-2018, en resolución de fecha 26 de abril de 2018, el H. Tribunal resolvió que: **“Al primer otrosí, ha lugar, con citación, solo en cuanto se ordena al Banco del Estado de Chile y al Banco Scotiabank Chile celebrar un nuevo contrato de cuenta corriente con CryptoMKT SpA, en los mismos términos de los contratos suscritos entre dichas partes anteriormente. Lo anterior, por cuanto la medida cautelar solicitada es necesaria para impedir los eventuales efectos negativos de las conductas sometidas a conocimiento de este Tribunal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del D.L N° 211.”**
- iii. En causa C 354-2018, en resolución de fecha 7 de junio de 2018, el H. Tribunal resolvió que: **“Al primer otrosí, ha lugar, con citación, solo en cuanto se ordena al Banco del Estado de Chile y al Banco de Chile celebrar un nuevo contrato de cuenta de depósito a la vista y de cuenta corriente, respectivamente, con ORIONX SpA, en los mismos términos de los contratos suscritos entre dichas partes anteriormente. Lo anterior, por cuanto la medida cautelar solicitada es necesaria para impedir los eventuales efectos negativos de las conductas sometidas a conocimiento de este Tribunal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del D.L. N° 211.”**
- iv. En causa C 342-2018, en resolución de fecha 7 de junio de 2018, el H. Tribunal resolvió que: **“Al primer otrosí, ha lugar, con citación, por cuanto la medida cautelar solicitada es necesaria para impedir los eventuales efectos negativos de las conductas sometidas a conocimiento de este Tribunal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del D.L N° 211.”**
- v. En causa C 385-2019, en resolución de fecha 21 de noviembre de 2019, el H. Tribunal resolvió que: **“A fojas 36: a lo principal, atendido lo dispuesto en el artículo 25' del Decreto Ley N' 211 y que (i) se han acompañado antecedentes que constituyen a lo menos presunción grave del derecho que se reclama; y (ii) es necesario decretar las medidas cautelares solicitadas para impedir los eventuales efectos negativos de la conducta y resguardar el interés común, se hace lugar a lo solicitado y se concede, con citación, la medida cautelar prejudicial. En consecuencia, se ordena al Banco Santander-Chile ("Banco Santanded") seguir proveyendo a ARCADI SpA. ("ARCADI") el servicio de cuenta corriente y los demás servicios asociados al mismo, en iguales condiciones a las que lo hizo hasta la fecha de su interrupción.**

H. Tribunal, esta medida cautelar resulta indispensable para preservar la existencia de estas empresas renovables y para el interés común en materia de libre competencia, como lo ha sostenido en un sinnúmero de veces el Estado, la prioridad en la generación de energía son las energías renovables⁵⁴ junto con fomentar la competencia de éstas. Sin embargo, con la dictación de la referida Norma Técnica, podemos apreciar que no se condice con la promoción de las energías renovables, sino que todo lo contrario, se desplazan y discriminan siendo reemplazadas por gas natural licuado, situación evidentemente contradictoria.

Creemos sinceramente que la concesión de esta medida por parte del Tribunal es la única forma de precaver los eventuales riesgos contra la libre competencia que deriven de la conducta de la demandada de autos, de manera que la resolución que se dicte en el futuro resulte eficaz para prevenir y remediar tales riesgos y, a su vez, no afecten los intereses de los consumidores, clientes y competidores afectados, sean actuales y futuros.

SEGUNDO OTROSÍ: En virtud de lo dispuesto en el Auto Acordado N° 12/2009, solicitamos a V.S. tener por acompañado los siguientes documentos en versión digital, con citación:

1. Informe Económico, elaborado por don Alexander Galetovic, titulado “*Un análisis económico del gas inflexible y de la Norma Técnica*” de fecha 15 de enero de 2020.
2. Informe Económico, elaborado por don Alexander Galetovic, titulado “*La economía básica del gas inflexible*”, de fecha 18 de julio de 2020.
3. Informe Económico, elaborado por don Gonzalo Palacios Vásquez, titulado “*Principales características de los contratos de GNL y del GNL regasificado en la zona central de Chile*” de fecha 23 de enero de 2020.
4. Informe Económico, elaborado por don Cristián Muñoz, titulado “*Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional*” de agosto de 2020.

⁵⁴ Véase en https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/cristhian_santana.pdf

5. Informe Informe económico elaborado por don Ignacion Alarcón Arias, titulado “Estudio Efectos del GNL Inflexible en el Plan de Expansión”, de junio de 2021.
6. Nota elaborada por don Alexander Galetovic, titulada “Una nota aclaratoria sobre el significado de la cláusula take-or-pay en contratos de abastecimiento de GNL”, enero 2021.
7. Oficio Ordinario N° 16434, de fecha 7 de agosto de 2018, elaborado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dirigido al Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Central.
8. Informe titulado “*Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay*”, de diciembre del año 2014, elaborado por Rodrigo Moreno, Marcelo Matus, Ángela Flores, Sebastián Püschel, del Centro de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.
9. Nota de prensa del sitio Revistaei, de fecha 14 de agosto de 2020, titulada “Gas inflexible: Apemec pide perfeccionamiento urgente a la norma técnica.
10. Nota de prensa del sitio Revistaei, de fecha 17 de agosto de 2020, titulada “Costos marginales cayeron a cero en tres días de la semana pasada”.
11. Nota de prensa del sitio Revistaei, de fecha 3 de junio 2016, titulada “Gobierno define fórmula para asegurar la generación con gas desplazando al carbón”.
12. Minuta de archivo de la FNE, de fecha 15 de julio de 2020, en relación a la denuncia sobre alteración de precios en el mercado de generación eléctrica. Rol N° 2591-19 FNE.
13. Nota de prensa del sitio Chile Sustentable, de fecha 20 de agosto 2020, titulada “Caso Guacolda: ¿Excesiva deferencia de la FNE al sector eléctrico?”
14. Nota de prensa del sitio Qué pasa, de fecha 8 de julio 2016, titulada “Centrales Estancadas” Un grupo de hidroeléctricas de pasada se encuentra en pie de guerra: acusan que la autoridad les cambió las reglas del juego a favor de las grandes compañías, afectando sus negocios. Algunas navegan, otras ya piensan en vender. Desde el gobierno afirman que el tema es adaptarse a la nueva realidad energética.

15. Nota de prensa del sitio Revistaei, de fecha 22 de octubre 2021, titulada: “Lapidaria crítica de Apemec a la nueva norma técnica GNL: “resulta ser sustancialmente peor que la anterior”.
16. Procedimiento DO: Declaración De Costos De Combustibles, 2007
17. Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado Norma Técnica de 2016.
18. Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado de 2019.
19. Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado de 2021
20. Documento titulado “Procedimiento Normativo de Modificación de NT GNL, Sesión 2, elaborado por la CNE, de noviembre de 2020.
21. Presentación de don José Venegas M., Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, Junio de 2021.
22. Documento titulado “Procedimiento Normativo de Modificación de NT GNL” elaborado por la CNE, de junio de 2021.
23. Documento titulado “Procedimiento Normativo de Modificación de NT GNL, Sesión 7”, elaborado por la CNE, de junio de 2021.
24. Nota de prensa del sitio GPM AG, de marzo de 2021, titulada “El gallito entre la CNE y las grandes eléctricas que podría terminar en el CIADI”.
25. Columna de Alejandro Vergara Blanco, titulada “Norma Técnica de GNL y atribuciones del Coordinador”, publicada en el Diario Financiero el 3 de agosto de 2021.
26. Nota de prensa del sitio Revistaei, de fecha 29 de septiembre de 2021, titulada: “Gas inflexible: estas son las propuestas de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados”.
27. Informe elaborado por Antuko, titulado “Impacto de GNL de Take or Pay sobre la operación comercial del SIC, de fecha 5 de enero de 2016.

28. Documento elaborado por Cristián Araya Maggi, titulado “Cláusulas take or pay, origen estadounidense y efectos en el mercado chileno de la energía” de fecha julio de 2017.

29. Dictamen N° 3-2011 del Panel de Expertos sobre “Discrepancia: Procedimiento DO “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING”, de fecha 11 de julio de 2011.

30. Carta enviada por Acesol A.G.; Acera A.G.; Apemec A.G y GPM A.G. al Ministro de Energía para dar cuenta de los efectos negativos del Gas Inflexible en el mercado, carta de 11 de marzo de 2021.

TERCER OTROSÍ: Solicitamos a ese H. Tribunal tener presente que designamos a los receptores judiciales doña Soledad Torres Ruz, don Manuel Alejandro Guzmán Valdivia y don Eduardo Hugo Löbel Aracena, para los efectos de practicar la notificación de la demanda de autos y realizar todas aquellas diligencias en las que, durante la prosecución del proceso, sea necesaria la intervención de un ministro de fe público, sin perjuicio de la facultad de esta parte de revocar dicha designación en cualquier momento.

CUARTO OTROSÍ: Solicitamos a ese H. Tribunal tener presente que nuestra personería para representar a las Demandantes constan en los siguientes mandatos judiciales:

- I. Mandato de fecha 27 de agosto de 2020, otorgado por la Notaría Eduardo Diez Morello, para representar a Eléctrica Puntilla S.A.
- II. Mandato de fecha 28 de agosto de 2020, otorgado por la Notaría Luis Poza Maldonado, para representar a Hidromaule S.A.