

**En lo principal:** Aporta antecedentes. **En el primer otrosí:** Acompaña documentos confidenciales. **En el segundo otrosí:** Acompaña versiones públicas. **En el tercer otrosí:** Acompaña documentos públicos. **En el cuarto otrosí:** Téngase presente.

## H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Felipe Cerda Becker, Fiscal Nacional Económico (S) en representación de la **Fiscalía Nacional Económica** (en adelante, “**FNE**” o “**Fiscalía**”), ambos domiciliados para estos efectos en calle Huérfanos N°670, piso 8, Santiago, en autos caratulados “Solicitud de Informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, Rol NC N°525-2023, al Honorable Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (en adelante, “**H. TDLC**” o “**H. Tribunal**”) respetuosamente digo:

Que, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 18, N°2 y 31, N°1 del Decreto con Fuerza de Ley N°1 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N°211, de 1973 (en adelante, “**DL 211**”) y dentro de plazo, aporto antecedentes a este H. Tribunal en los términos que se expondrán a continuación.

### I. ANTECEDENTES GENERALES

#### a) La solicitud del Ministerio de Energía que origina estos autos

1. Conforme a lo establecido en la letra d) del artículo 147 del Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, de 5 de febrero de 2007 (en adelante, “**LGSE**”), el Ministerio de Energía (en adelante, “**Ministerio**”) tiene la facultad de rebajar el umbral de potencia conectada necesaria para que los clientes de servicios eléctricos puedan optar entre un régimen tarifario regulado o un régimen tarifario libre, previo informe de este H. Tribunal.

2. En razón de dicha normativa, con fecha 13 de diciembre de 2023, el Ministerio presentó una solicitud al H. TDLC (en adelante, “**Solicitud**”) a fin de que esta judicatura se

pronuncie respecto de los riesgos de competencia que podría provocar la rebaja del umbral de potencia conectada para optar al régimen libre desde 500 a 300 kilowatts (en adelante, “kW”).

3. En relación con la motivación de la Solicitud, cabe tener presente que, con fecha 29 de noviembre de 2023, la organización Convergencia Nacional de Gremios de Pymes y Cooperativas de Chile (en adelante, “**Convergencia Pymes**”) remitió al Ministerio una carta donde solicitan dar inicio a este procedimiento de modificación del límite de potencia conectada para optar al régimen de precio libre. Lo anterior, *“con el objeto de negociar directamente sus tarifas eléctricas, y poder sortear así las constantes alzas que, producto de distintas variables ha sufrido y seguirá sufriendo (sic) este servicio esencial”*<sup>1</sup>.

4. Además, en la Solicitud se indica que la propuesta de rebaja del referido límite también fue impulsada por parte de asociaciones gremiales de pequeñas y medianas empresas ante el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo<sup>2</sup>.

5. Por último, cabe señalar que, en el marco de este aporte de antecedentes, esta Fiscalía solicitó al Ministerio información relativa a sus evaluaciones de impacto de la rebaja del límite de potencia. En su respuesta, dicha cartera acompañó informes y minutas de terceros que contienen diagnósticos generales sobre las condiciones de mercado de distribución de energía eléctrica, elaborados entre los años 2018 y 2020 en el marco de la reforma legislativa de dicho segmento, sin que se hayan presentado antecedentes relacionados específicamente con la Solicitud<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Al respecto véase carta de Convergencia Pymes, de 29 de noviembre de 2023, acompañada a la Solicitud presentada por el Ministerio de Energía, p. 1.

<sup>2</sup> Al respecto véase Oficio Folio OFIC202309045, de 28 de septiembre de 2023, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, dirigido al Ministerio de Energía, antecedente que fue acompañado a la Solicitud.

<sup>3</sup> Al respecto véase respuesta del Ministerio de Energía a Oficio Ord. N°0037-24, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23, acompañada en el tercer otrosí.

## b) Aspectos generales de la industria eléctrica

6. El sistema eléctrico en Chile está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “**SEN**”)<sup>4</sup> y por otros sistemas eléctricos medianos y aislados<sup>5</sup>. El SEN abarca desde la ciudad de Arica por el norte hasta la Isla de Chiloé por el sur, alcanzando los 3.100 kms. de longitud y constituyéndose como el principal sistema interconectado del país. Su cobertura es del 98,5% de la población nacional y contaba con 37.948 kms. de líneas de transmisión al año 2023<sup>6</sup>. Por su relevancia, el análisis de este aporte de antecedentes se enfocará en él, sin perjuicio de que la modificación planteada en la Solicitud tendría alcance en todo el país.

7. Asimismo, en la industria eléctrica es posible distinguir tres segmentos de actividades que permiten que la energía llegue a los clientes finales: generación, transmisión y distribución. A fin de ilustrar su funcionamiento, es posible indicar lo siguiente:

- a. El segmento de generación es abierto y desregulado, con producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías.
- b. El segmento de transmisión corresponde al conjunto de líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución. Su operación está ordenada por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “**Coordinador**”).
- c. El segmento de distribución, dadas sus características de monopolio natural, opera en el marco de un régimen de concesiones con exclusividad territorial, bajo el que se contempla la obligación de dar suministro con tarifas reguladas.

---

<sup>4</sup> El cual está conformado por los antiguos sistemas Interconectado Central (en adelante, “**SIC**”) e Interconectado del Norte Grande (en adelante, “**SING**”), ambos unidos desde noviembre de 2017.

<sup>5</sup> La LGSE estipula que los sistemas medianos son aquellos que cuentan con una capacidad instalada de 1,5 a 200 MW y que operan en zonas alejadas del SEN. Actualmente existen los siguientes sistemas medianos: Hornopirén, Cochamó, Palena, Aysén, Punta Arenas, Puerto Natales, General Carrera, Porvenir, Puerto Williams e Isla de Pascua. En cuanto a los sistemas aislados, se identifican más de 100 sistemas. Al respecto véase: <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>6</sup> Al respecto véase: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/> [Consultado el 22-02-2024].

## II. MERCADOS SOBRE LOS QUE RECAE LA SOLICITUD

### a) Regulación aplicable y características de los segmentos de clientes libres y clientes regulados

8. Según la regulación vigente, es posible identificar dos categorías principales de clientes en el mercado eléctrico.

9. En primer lugar, se encuentran los clientes regulados, que corresponden a todos los usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual al umbral que se define para este segmento, actualmente fijado en 500 kW; así como a aquellos clientes del segmento denominado “elegibles” (con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW) que no han optado por pasar al régimen libre. Respecto de este tipo de clientes, los distintos aspectos de la relación comercial y jurídica con las empresas distribuidoras se encuentran regulados en la LGSE<sup>7</sup>.

10. Así, en relación con las tarifas, conforme a lo dispuesto en el artículo 151 de la LGSE, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “CNE”) fijar las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

11. En relación con los clientes regulados, cabe indicar que, al año 2022, el 97% de ellos correspondía a clientes de tipo residencial, los cuales representan el 62% del total del consumo de este segmento<sup>8</sup>.

12. En el otro extremo de potencia conectada se sitúan los clientes libres, quienes son usuarios finales cuya potencia conectada supera los 5.000 kW. A estos clientes, la ley les atribuye la aptitud para negociar sus contratos de suministro eléctrico por sí mismos. Dicho

---

<sup>7</sup> Al respecto véase: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>8</sup> Elaboración propia en base a información disponible en: Energía Abierta – Facturación Clientes Regulados, disponible en: [http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad?\\_sft\\_etiquetas-estadistica=clientes-regulados](http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad?_sft_etiquetas-estadistica=clientes-regulados) [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 1.

contrato puede celebrarse con una empresa generadora<sup>9</sup> o una empresa distribuidora<sup>10</sup> (en adelante, “**Suministrador**” o “**Suministradores**”)<sup>11</sup>. En el caso de las distribuidoras, al no generar directamente la energía, lo que hacen es aprovisionarse previamente de esa energía que luego revenden<sup>12</sup>.

13. Finalmente, en 2004 se incorporó a la LGSE una subcategoría de clientes, que corresponde a aquellos que pueden escoger entre el régimen regulado y el Régimen libre (en adelante, “**Cientes Elegibles**”)<sup>13</sup>. Actualmente, este grupo de clientes corresponde a aquellos que poseen una potencia conectada entre los 500 kW y 5.000 kW. Esta es la categoría de cliente que se ampliaría en caso de que se implemente la rebaja del umbral sobre la que versa la Solicitud.

---

<sup>9</sup> Es importante destacar que existe un conjunto de empresas que poseen instalaciones de generación que, pese a que no realizan inyecciones de energía en el sistema, participan en la comercialización de energía a clientes libres. Esto lo hacen retirando energía del mercado mayorista o mediante contratos de energía con otras empresas generadoras. Al respecto véase declaración de fecha 15 de enero de 2024, Anexo confidencial [1].

<sup>10</sup> En relación a la participación de las distribuidoras en la provisión de energía eléctrica a clientes no regulados cabe tener en consideración que, en virtud de las modificaciones introducidas a la LGSE por la Ley N°21.194 que rebaja la rentabilidad máxima de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, de 21 de diciembre de 2019, se estableció la exigencia de giro exclusivo para este tipo de empresas, cuyo alcance se encuentra regulado en la Resolución Exenta N°322/2020 de la CNE.

Al respecto, cabe destacar que, a pesar del giro exclusivo, se permite que el suministro a clientes libres sea prestado por empresas filiales de las distribuidoras. Asimismo, esta normativa no produce efectos retroactivos, por lo que no afecta a los contratos de suministros celebrados entre las distribuidoras y clientes libres, sin perjuicio de establecerse deberes de información a la CNE y de registro contable especial respecto de ellos.

<sup>11</sup> Al respecto véase GIZ (2020). Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. p. 36. Disponible en: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/01/Las-ERNC-en-el-mercado-electrico-chileno-2021.pdf> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>12</sup> Por último, cabe mencionar la existencia de otro tipo de actores en el mercado del suministro a clientes libres, distintos a los Suministradores indicados, y que cumplen una función de intermediadores entre generadores y clientes, para la contratación del suministro de energía. Al respecto véase declaración de fecha 5 de enero de 2024, Anexo confidencial [2].

<sup>13</sup> Ley N°19.940, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, de 13 de marzo de 2004. En virtud de esta Ley, se agregó una nueva letra d) al artículo 90 de la LGSE vigente en esa época, cuyo texto es del mismo tenor que el de la actual letra d) del artículo 147 de la LGSE. Esta norma se incorporó en el primer trámite constitucional de la Cámara de Diputados, mediante una indicación del Ejecutivo, justificándose su incorporación en que, la ampliación del segmento no regulado del mercado es una medida que contribuye al mejoramiento del sistema eléctrico nacional, sin ahondar mayormente en cómo se daba dicha contribución. Historia de la Ley N°19.940, p. 42. Disponible en: <https://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5720/> [Consultado el 22-02-2024].

14. Los Clientes Elegibles serán considerados como regulados a menos que decidan optar por acogerse al régimen libre, para lo que requieren celebrar un contrato con un Suministrador tal como lo hacen los clientes libres.

15. A partir de la normativa aplicable, es posible destacar, por una parte, que el periodo mínimo de permanencia de los Clientes Elegibles en un régimen es de cuatro años y, por otra, que la intención de cambiarse de régimen deberá ser comunicado a la respectiva distribuidora con una antelación de, al menos, 12 meses<sup>14</sup>.

16. Habiendo explicado lo anterior, resulta claro que la modificación regulatoria planteada en la Solicitud impactará en la oferta y demanda de la provisión de suministro eléctrico en los segmentos de contratación de clientes regulados y de clientes libres, toda vez que se otorgaría a usuarios que actualmente son regulados a todo evento, la opción de acceder al régimen libre.

17. Finalmente, tal como esta Fiscalía ha manifestado con anterioridad<sup>15</sup>, desde un prisma de libre competencia, los clientes libres y los clientes regulados no forman parte de un mismo mercado relevante. Lo anterior, en atención a que, como se anticipó en esta subsección, existen fuertes diferencias regulatorias en la estructura y funcionamiento de ambos regímenes<sup>16</sup>. Bajo dicho contexto, a continuación, se caracterizan los clientes regulados, los clientes libres y, en atención al tenor de la Solicitud, los Clientes Elegibles.

---

<sup>14</sup> Al respecto véase art. 147 N°4, inciso 3°, letra d), LGSE.

<sup>15</sup> Al respecto véase Informe de Archivo Rol N°2391-16, p. 7, disponible en: [https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/04/inpu\\_005\\_2022-Rol-2391-16.pdf](https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/04/inpu_005_2022-Rol-2391-16.pdf) [Consultado el 22-02-2024] e Informe de aprobación Rol F225-2020, pp. 15-17, disponible en: [https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/inap1\\_F255\\_2020-1.pdf](https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/inap1_F255_2020-1.pdf) [Consultado el 22-02-2024].

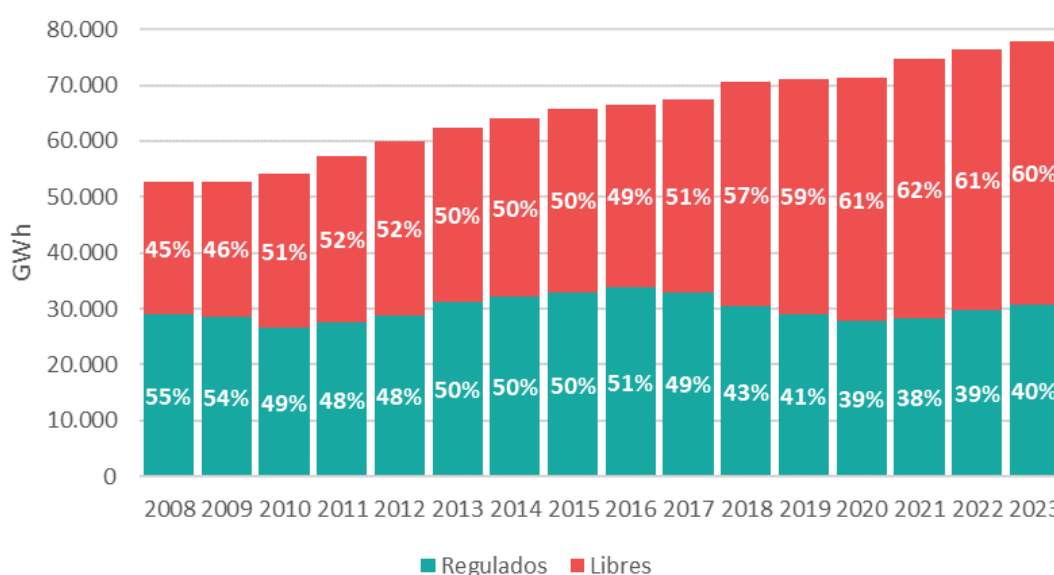
<sup>16</sup> En este sentido, ha indicado la FNE que: “[l]a forma de contratación de energía difiere entre clientes libres y regulados. En efecto, los clientes libres contratan energía producto de negociación entre privados, mientras que en el caso de los clientes regulados la contratación de energía es producto de un proceso de licitación abierto que es diseñado, coordinado y dirigido por la CNE”. Informe Rol F255-20 FNE, p. 19.

**b) Distribución de los tipos de clientes según su régimen**

18. De acuerdo con la información analizada por esta Fiscalía, a octubre del año 2023 había 7.480.173 clientes regulados<sup>17</sup> y 2.421 clientes libres (considerando que una razón social corresponde a un cliente)<sup>18</sup>. Se hace presente que estas cifras incluyen a los Clientes Elegibles dentro del régimen al que hayan optado.

19. Por su parte, el Gráfico N° 1 muestra desde el punto de vista de la demanda de energía, los retiros anuales totales de clientes regulados y clientes libres, medidos en gigawatts por hora (en adelante, “GWh”), desde 2008 a 2023. En este gráfico se incluye a los Clientes Elegibles dentro del régimen escogido.

Gráfico N° 1: Evolución de la demanda anual total de energía eléctrica según tipo de cliente (retiros en GWh). 2008-2023



Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE y del Coordinador<sup>19</sup>.

<sup>17</sup> Respuestas de Superintendencia de Electricidad y Combustibles a Oficio Circular Ordinario N° 0005-24, que obran en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 2.

<sup>18</sup> Respuesta del Coordinador a Oficio Ordinario N°0006-24, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 3.

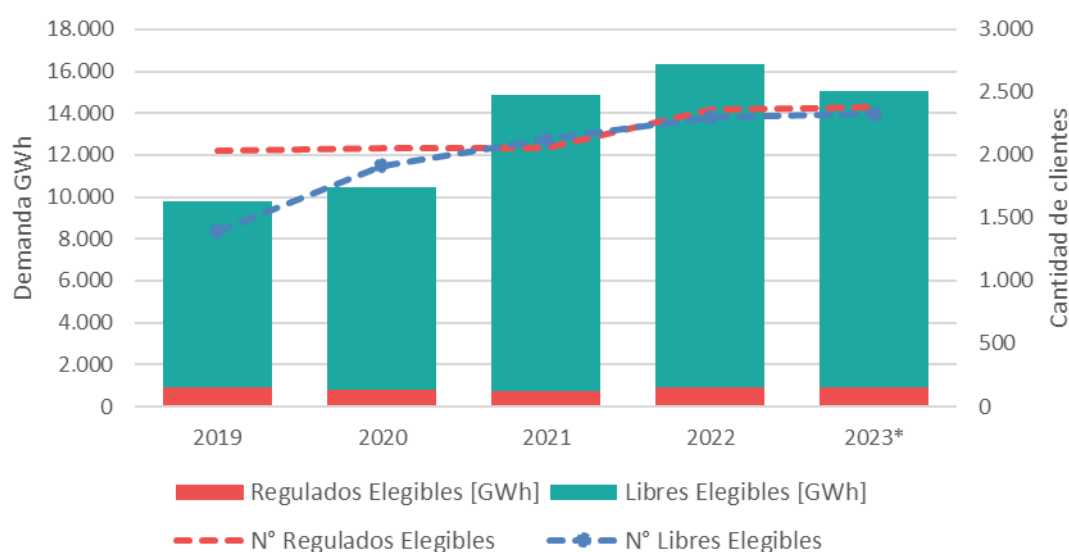
<sup>19</sup> Anuario Estadístico de Energía 2018 y 2022, disponibles en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf> y <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>. Ventas SEN 2023 Coordinador, disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/ventas-mensuales/2023-ventas-mensuales>. Véase Memoria de cálculo, hoja 4.



20. Según se observa en el gráfico anterior, además de un crecimiento general de la energía demandada, ha existido un cambio relevante en la distribución de retiros de energía eléctrica entre ambos grupos de clientes. Así, mientras en 2008 los clientes libres constituían el 45% de la demanda total anual, en 2023 representaron hasta un 60%. Por su parte, es posible indicar que, entre los años 2008 y 2023, la demanda de energía por parte de los clientes regulados experimentó un incremento del 6%, en marcado contraste con el crecimiento de 99% observado en la demanda de los clientes libres.

21. A continuación, el Gráfico N° 2 muestra anualmente para los años 2019 a 2023 el número de Clientes Elegibles que optó por cada régimen, así como la energía que demandó cada uno de esos grupos de forma agregada, medida en GWh.

Gráfico N° 2: Clientes Elegibles según régimen escogido (N°) y energía demandada (retiros en GWh). 2019-2023



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y noviembre

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador y empresas distribuidoras oficiadas<sup>20</sup>.

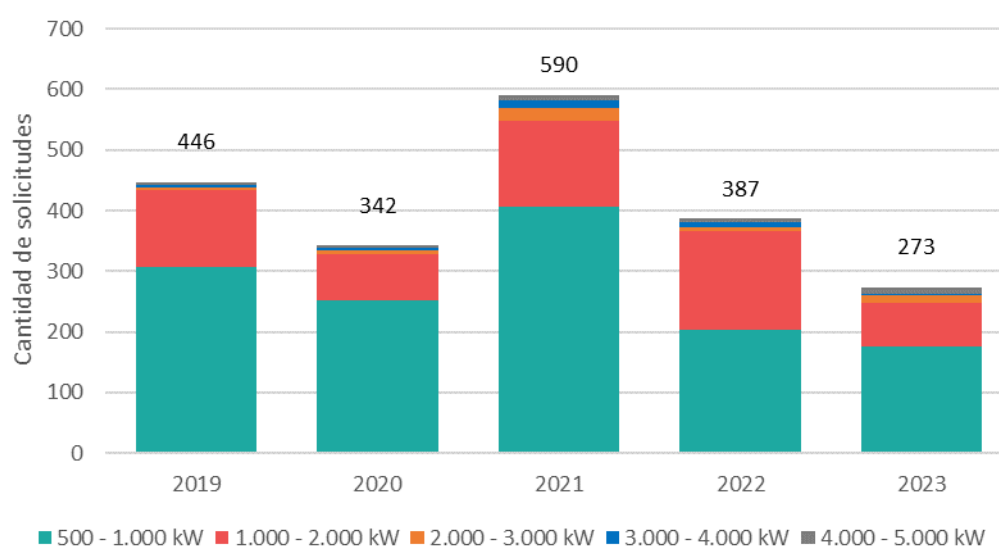
<sup>20</sup> Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°0006-24 y Respuestas de las empresas distribuidoras a Oficio Circular Ordinario N° 0001-24, que obran en investigación FNE Rol N°2749-23. Las empresas distribuidoras incluidas en las respuestas son: Compañía General de Electricidad S.A., Enel Distribución S.A., Chilquinta Distribución S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Luzlinares S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A. y Enel Colina S.A. Véase Memoria de cálculo, hoja 5.



22. En particular, se aprecia que en 2019 la cantidad de Clientes Elegibles que permanecían en el régimen regulado era mayor al Régimen libre. No obstante, en los años siguientes, se produjo un aumento significativo en el número de clientes que optaron por el régimen libre, pasando de 1.395 clientes en 2019 a 2.329 en 2023, lo que representa un incremento del 67%. Además, se observa a lo largo del periodo, que la gran mayoría de la energía demandada por los Clientes Elegibles proviene de aquellos que optaron por el régimen libre, con un consumo agregado que, en promedio, fue 16 veces mayor al consumo de los Clientes Elegibles que optaron por el régimen regulado.

23. Por otro lado, el Gráfico N° 3 siguiente muestra la cantidad de solicitudes de Clientes Elegibles anuales, recibidas por las empresas distribuidoras, para cambiarse del régimen regulado al libre, para los años 2019 a 2023, clasificadas en cinco tramos, según la potencia conectada del cliente.

Gráfico N° 3: Solicitudes de Clientes Elegibles para cambiarse de régimen regulado a libre, según potencia conectada (N°). 2019-2023



Fuente: Elaboración propia en base a respuestas de empresas distribuidoras aportadas a la FNE<sup>21</sup>.

24. Al respecto, el Gráfico N° 3 muestra una reducción del 54% de este tipo de solicitudes entre los años 2021 y 2023. Además, aunque se observa que la mayoría de las

<sup>21</sup> Respuestas de Empresas Distribuidoras a Oficio Circular Ordinario N° 0001-24, que obran en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 6.

solicitudes son realizadas por clientes que se encuentran en el tramo de menor potencia conectada. Esto se explicaría por el hecho de que los clientes de mayor potencia conectada representan una proporción menor del número total de clientes, y debido a que la mayoría de ellos ya habría realizado el traspaso a régimen libre<sup>22</sup>.

25. En relación con el fenómeno de migración hacia el régimen libre, es posible indicar que este se debe a que, según lo señalado por la CNE, *“a partir del año 2016 se dieron condiciones de mercado muy favorables para los clientes libres en general, y en particular para aquellos ubicados en zonas de concesión de distribución y con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW. La marcada diferencia entre el precio de la energía que podían enfrentar como cliente regulado, comparado con el ofrecido como cliente libre, llevó a una migración masiva de clientes regulados a clientes libre”*<sup>23</sup>.

26. Dentro de las condiciones favorables que propiciaron este fenómeno se encuentra la reducción de los costos de generación producto del desarrollo de las energías renovables no convencionales, la cual se reflejó con mayor rapidez en el segmento de clientes libres que en el regulado<sup>24</sup>.

### **c) Caracterización del segmento de los clientes libres**

27. Como se anticipó, a noviembre de 2023, existían 2.421 clientes libres (considerando a nivel de razones sociales), de los cuales, 2.338 fueron Clientes Elegibles y 92 clientes con potencia conectada mayor a 5.000 kW. La demanda total de los clientes libres alcanzó 41.535 GWh entre enero y noviembre del año 2023<sup>25</sup>.

---

<sup>22</sup> La CNE ha indicado que *“en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a libre, principalmente aquellos de mayor tamaño, para quienes los ahorros derivados del menor costo de la energía compensan los mayores costos de transacción asociados a la suscripción y administración de un contrato como cliente libre”*<sup>22</sup>. Al respecto véase Informe Preliminar Previsión de Demanda 2022, p. 13, disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-2022-2042.pdf> [Consultado el 22-02-2024].

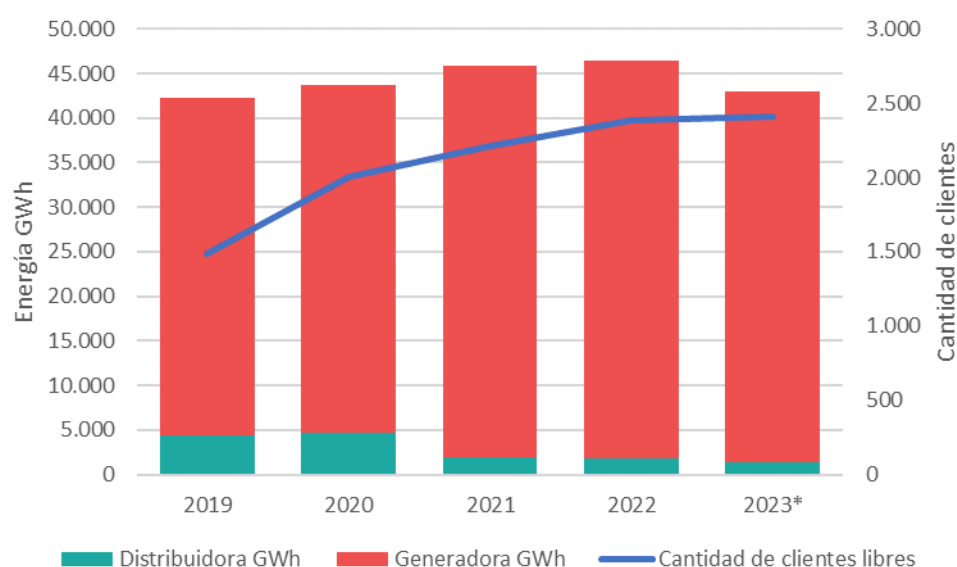
<sup>23</sup> Al respecto véase Informe Preliminar Previsión de Demanda 2022, p. 11, disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-2022-2042.pdf> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>24</sup> Esto último se debe a que en el régimen regulado el precio de la energía se establece como el promedio de todos los contratos adjudicados, bajo distintas condiciones de mercado. Al respecto véase declaración de fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [3].

<sup>25</sup> Respuesta CNE a Oficio Ord. N° 0055-24, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 3.

28. A continuación, el Gráfico N° 4 muestra para los años 2019 a 2023 la evolución del número clientes libres totales, así como la proporción de energía por tipo de Suministrador contratado, vale decir, distinguiendo entre generadora y distribuidora.

Gráfico N° 4: Cantidad de clientes libres (N°) y energía demandada en GWh según tipo de Suministrador (distribuidora - generadora). 2019-2023



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y noviembre

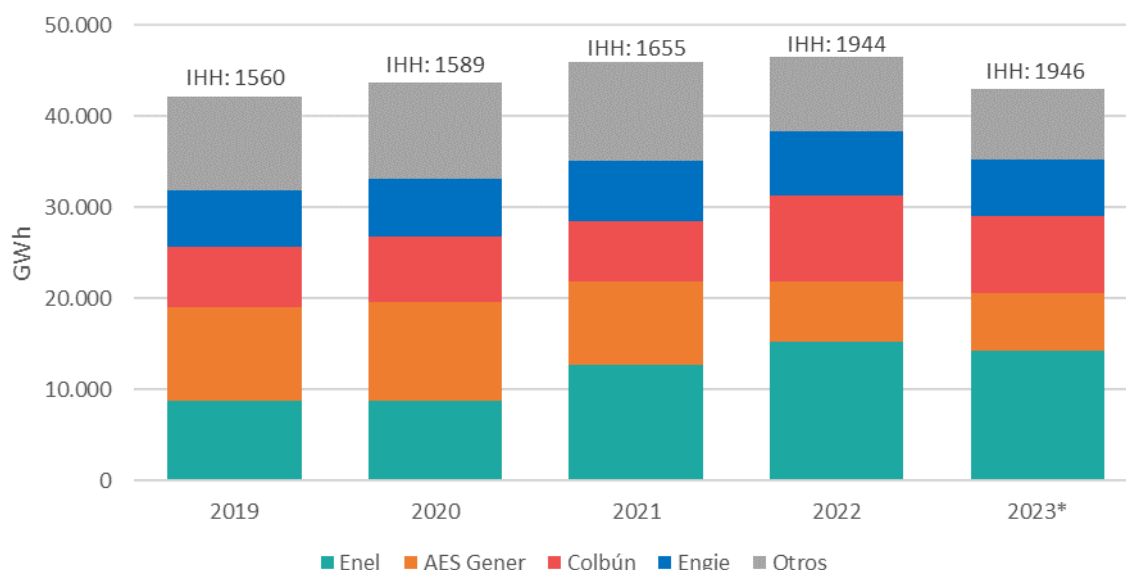
Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador<sup>26</sup>.

29. Desde el lado de la oferta, a noviembre del año 2023, el SEN contaba con 73 Suministradores que abastecían de energía a clientes libres<sup>27</sup>. El Gráfico N° 5 siguiente muestra, para los años 2019 a 2023, la participación de mercado, medida en energía retirada (GWh), de los principales Suministradores, considerando conjuntamente a aquellos que son de un mismo grupo empresarial. Asimismo, se muestra para cada año, el nivel de concentración en el mercado según el Índice de Herfindahl Hirschman (en adelante, "IHH").

<sup>26</sup> Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N° 0006-24, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo hoja 3.

<sup>27</sup> Ibid.

Gráfico N° 5: Participación de mercado de Suministradores en el segmento clientes libres, según energía retirada (GWh). 2019-2023.



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y noviembre

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador<sup>28</sup>.

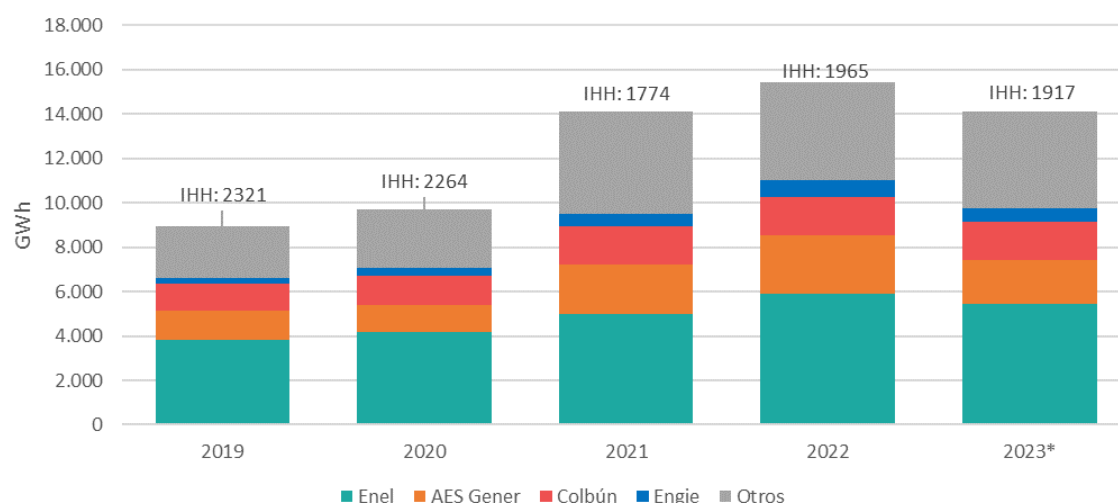
30. De la información entregada, se observa que los principales Suministradores son los grupos empresariales Enel, AES Gener, Colbún y Engie. Por otra parte, el mercado de provisión de energía a clientes libres tiene un IHH de 1.946 puntos al año 2023, calificando como moderadamente concentrado de acuerdo con los umbrales contenidos en la “Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración Horizontal” de esta FNE<sup>29</sup>.

31. Por su parte, el Gráfico N° 6 brinda información análoga al Gráfico N° 5, pero considerando únicamente el segmento de los Clientes Elegibles en régimen libre.

<sup>28</sup> Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N° 0006-24 FNE, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 7.

<sup>29</sup> Véase Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración Horizontales de la FNE, de mayo de 2022, p.16. Disponible en <https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2021/05/Guia-para-el-Analisis-de-Operaciones-de-Concentracion-Horizontales-mayo-VF.pdf> [Consultado el 22-02-2024].

Gráfico N° 6: Participación de mercado de Suministradores en el segmento de Clientes Elegibles en régimen libre, según energía retirada (GWh). 2019-2023.



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y noviembre

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador<sup>30</sup>.

32. Al analizar este subconjunto, se evidencia una disminución de 404 puntos en el IHH por el lado de la oferta de Suministradores al comparar el año 2019 con el año 2023, situándose en este último año el indicador en 1.917 puntos, y alcanzando los Suministradores categorizados como “Otros” una participación conjunta alrededor de un tercio del total de la oferta.

#### d) Caracterización del segmento de los clientes regulados

33. En el mercado regulado, las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer la demanda total de sus clientes, que son aquellos sometidos a regulación de precios y ubicados dentro de su zona de concesión.

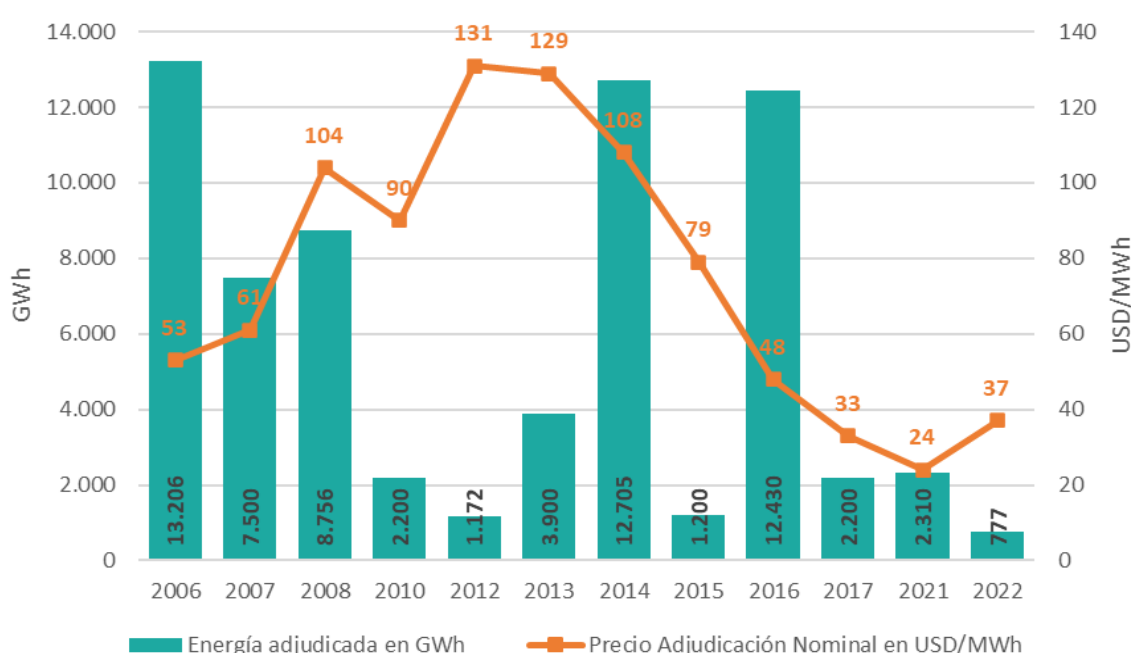
34. Para lograr lo anterior, dichas empresas cuentan con contratos de suministro que surgen de procesos de licitación que, desde 2013, son diseñados y coordinados por la

<sup>30</sup> Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N° 0006-24 FNE, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 8.

CNE<sup>31</sup>. Con anterioridad, las licitaciones eran efectuadas por las mismas empresas distribuidoras.

35. El Gráfico N° 7 muestra la cantidad de energía (en GWh) y los precios promedio ponderado adjudicados en USD/megawatt hora (en adelante, “MWh”), en los 12 procesos de licitación llevados a cabo en el periodo comprendido entre los años 2006 y 2022.

Gráfico N° 7: Cantidad de energía contratada (GWh) y precio promedio adjudicado en licitaciones de suministros regulados. 2006-2022



Fuente: Elaboración propia en base a CNE<sup>32</sup>.

36. Así, destaca la disminución significativa en los precios en los últimos 10 años, con un valor máximo de 131 USD/MWh en 2012 y un valor mínimo de 24 USD/MWh en 2021, lo que representa una disminución del 82%.

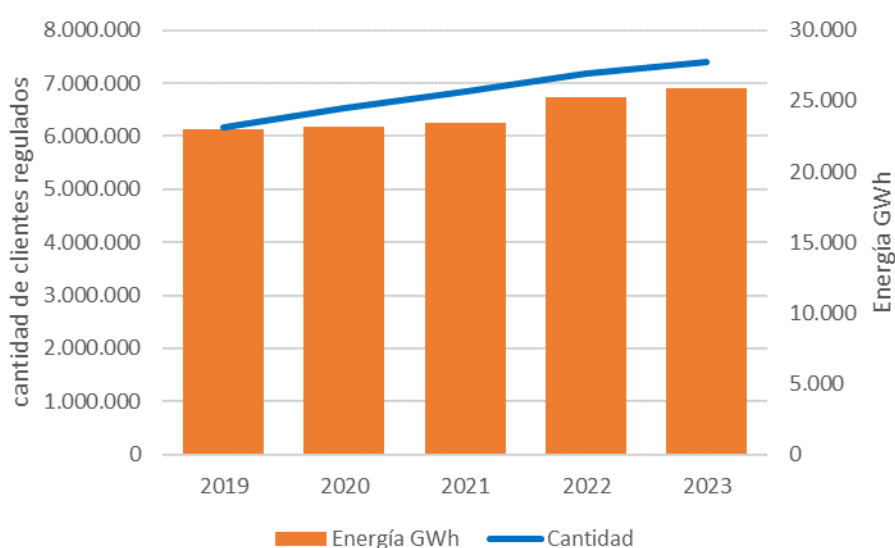
<sup>31</sup> En virtud del mandato legal contenido en la LGSE, art. 131 y ss. Al respecto cabe tener presente que dichos procedimientos fueron modificados mediante la Ley N°20.805, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios, de 29 de enero de 2015.

<sup>32</sup> Al respecto véase Anuario CNE 2022, p. 109. Disponible en: [https://comisionenergia-my.sharepoint.com/personal/infoestadistica\\_cne\\_cl/Documents/energia\\_abierta/Centro\\_de\\_Informacion/Reportes/CNE/Anuarios/AnuarioCNE2022.pdf?ga=1](https://comisionenergia-my.sharepoint.com/personal/infoestadistica_cne_cl/Documents/energia_abierta/Centro_de_Informacion/Reportes/CNE/Anuarios/AnuarioCNE2022.pdf?ga=1) [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 9.

37. Por otro lado, desde el punto de vista de la oferta en el mercado regulado, a diciembre del año 2022 existían 32 generadoras con contratos vigentes, las que abastecían a 29 empresas distribuidoras.

38. A continuación, el Gráfico N° 8 muestra la evolución anual de la cantidad de clientes regulados y su consumo de energía total (en GWh) entre los años 2019 y 2023.

Gráfico N° 8: Cantidad de clientes regulados y demanda de energía (GWh). 2019-2023



Fuente: Elaboración propia en base a respuestas de empresas distribuidoras<sup>33</sup>.

39. Del análisis, se desprende que en periodo ha existido un crecimiento moderado tanto en el número total de clientes (aumentando en 924.000 clientes, equivalente a un crecimiento anual promedio de 2,9%) como de su consumo energético agregado (aumentando 2.859 GWh en total, equivalente a un crecimiento anual promedio de 2,5%).

40. Como se anticipó, los precios a los que se encuentran sujetos los clientes regulados se determinan en virtud de un procedimiento establecido en la LGSE<sup>34</sup>, los cuales

<sup>33</sup> Respuestas de Empresas Distribuidoras a Oficio Circular Ordinario N° 0001-24 que obran en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 10.

<sup>34</sup> Al respecto véase art. 154 y ss.



dependerán de la ubicación del punto de consumo, así como también de las características de la zona de concesión de la empresa distribuidora<sup>35</sup>.

41. Conforme a lo anterior, las empresas distribuidoras realizan la facturación a los clientes finales según los precios fijados en los procesos tarifarios por la CNE. Dichos procesos incluyen los costos asociados a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

### e) Caracterización de los Clientes Elegibles Potenciales

42. En atención al contenido de la Solicitud, es relevante caracterizar a los clientes con potencia conectada entre 300 y 500 kW<sup>36</sup> (en adelante, “**Clientes Elegibles Potenciales**”).

43. A diciembre de 2023, los Clientes Elegibles Potenciales eran 3.074 (medidos según ID de cliente)<sup>37</sup>, mostrándose en la Tabla N° 1, para el año 2023, una desagregación de estos según potencia conectada en tramos de 50 kW, además de indicar su consumo de energía total anual promedio para el mismo año (en GWh).

Tabla N° 1: Catastro Elegibles Potenciales según cantidad y consumo (GWh) (2023)

Potencia conectada en kW	Cantidad	Consumo anual GWh
300 - 350	1.427	490
350 - 400	857	243
400 - 450	375	166
450 - 500	415	180
<b>Total</b>	<b>3.074</b>	<b>1.079</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador<sup>38</sup>.

<sup>35</sup> Las actuales tarifas se encuentran reguladas en el Decreto Supremo N° 11T, de 4 de noviembre de 2016, y en el Decreto Supremo N°5T, de 7 de marzo de 2018, ambos del Ministerio de Energía.

<sup>36</sup> Elaboración propia en base CEN, Catastro Clientes - Usuarios en Distribución. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/> [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 11.

<sup>37</sup> Según el Coordinador, el ID de cliente representa el número o código de cliente usado por la empresa concesionaria para su identificación. Véase Catastro Clientes - Usuarios en Distribución. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>38</sup> Ibid.

44. Como se observa, los Clientes Elegibles Potenciales tuvieron en conjunto un consumo total de 1.079 GWh, cifra que representa un 3,5% de la demanda regulada total del mismo año<sup>39</sup>. Ahora bien, en atención a que, de rebajarse el umbral, no necesariamente todos los clientes se acogerán al régimen libre, este porcentaje representa la cota superior de demanda regulada que podría cambiar de régimen.

45. Por su parte, considerando la demanda total de energía de los clientes libres medida en GWh, los Clientes Elegibles Potenciales representan en 2023 un 2,3% de ella. Asimismo, es importante señalar que, a nivel de cantidad de clientes, los Clientes Elegibles Potenciales superan al total de clientes libres actuales<sup>40</sup>.

46. Finalmente, a modo de caracterización, los Clientes Elegibles son generalmente empresas pequeñas y medianas, pertenecientes a una multiplicidad de ámbitos de la economía como panaderías industriales, hoteles, frigoríficos, talleres mecánicos, entre otros<sup>41</sup>.

### III. ANÁLISIS DE COMPETENCIA

47. En opinión de esta Fiscalía, el cambio de umbral planteado en la Solicitud no debería producir mayores efectos en los mercados de clientes regulados y libres, ya que su alcance sería acotado y no se observan aspectos de la estructura del mercado que justifiquen una postura contraria a la modificación propuesta, como se detalla en las subsecciones a) y b) siguientes.

48. Con todo, en el marco de la investigación esta Fiscalía identificó distintos aspectos que debiesen ser contemplados en caso de implementar la rebaja del umbral, a fin de que la dinámica competitiva respecto del segmento de clientes que se incorporaría al régimen libre sea efectiva, según se describe en la subsección c) siguiente.

---

<sup>39</sup> Elaboración propia en base a Tabla N° 1 y demanda regulada a del año 2023 según Gráfico N° 1. Véase Memoria de cálculo, hoja 11.

<sup>40</sup> Elaboración propia en base a Tabla N° 1 y demanda libre del año 2023 según Gráfico N°1. Véase Memoria de cálculo, hoja 11.

<sup>41</sup> Al respecto véase declaraciones de: (i) fecha 4 de enero de 2024, Anexo confidencial [4]; (ii) fecha 5 de enero de 2024, Anexo confidencial [5]; y de (iii) fecha 12 de enero de 2024, Anexo confidencial [6].

**a) El impacto de la rebaja del umbral en la demanda regulada y libre sería acotado**

49. La eventual reducción del límite para ser cliente elegible aumentaría el número de clientes que puede optar a un régimen desregulado y, por ende, liberalizado. De acogerse a dicho régimen, se materializaría a su vez, una reducción de la demanda regulada.

50. En cuanto a la eficiencia asignativa, como ha sido indicado por este H. Tribunal<sup>42</sup> y la literatura económica<sup>43</sup>, tanto los mercados regulados como los mercados competitivos pueden alcanzar equilibrios que maximizan el bienestar total y/o del consumidor. De esta manera, la decisión de regular o liberalizar un determinado mercado o segmentos de éste, dependerá de las características propias de la industria y de fallas de mercado existentes<sup>44</sup>.

51. Con todo, tal como se expuso *supra*, los Clientes Elegibles Potenciales tienen, en conjunto, para el año 2023, un consumo anual que representa un 3,4% de la demanda total de los clientes regulados, lo que da cuenta de que la implementación de esta medida en los mercados concernidos tendría un efecto menor.

52. Adicionalmente, cabe tener en cuenta que la eventual migración sería gradual. En particular, es posible indicar que, si se siguiera el ritmo de traspasos observado en los clientes elegibles actuales, resultarían esperables reducciones anuales inferiores al 1% de la demanda de energía regulada<sup>45</sup>.

53. Sin perjuicio de lo anterior, cabe tener en consideración que la rebaja del umbral podría tener cierto impacto en el funcionamiento de los contratos de suministro que abastecen al segmento de los clientes regulados. Así, en las licitaciones se contrata cierta cantidad de energía, pero se remunera solo la efectivamente consumida, existiendo en la actualidad un exceso de energía contratada, lo que tiene una repercusión negativa en los ingresos de las generadoras.

---

<sup>42</sup> Informe N°2/2009 H. TDLC, p.55.

<sup>43</sup> Véase: Baldwin, R., Cave, M., & Lodge, M. (2011). *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford University Press, p. 58; Tirole, J. (2017). *La economía del bien común*. Taurus, p, 387.

<sup>44</sup> Entre ellas costos hundidos y economías de escalas, costos de cambio, efectos de red y asimetrías de información.

<sup>45</sup> Elaboración propia en base a Tabla N°1 e información pública ACEN, disponible, en: <https://acen.cl/acen-generadoras-y-acenor-analizan-baja-del-limite-de-potencia/> [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 11.

54. En este sentido, en 2022 se consumió el 61% del total de energía total contratada<sup>46</sup>, fenómeno que, de implementarse la modificación propuesta por el Ministerio, podría acrecentarse, al verse reducida la demanda de los clientes regulados.

55. Con todo, el impacto causalmente atribuible a la rebaja del umbral respecto de la situación explicada en los párrafos anteriores sería menor.

56. Así, según estimaciones de esta FNE, la contratación excedentaria podría crecer, como máximo, en un 2,2%, en caso de que todos los Clientes Elegibles Potenciales migrasen<sup>47</sup>. Este eventual efecto, en cualquier caso, debiese ser considerado por las autoridades sectoriales, como la CNE, para futuras licitaciones de energía para clientes regulados.

57. Por su parte, si se evalúa el impacto de la rebaja de umbral desde el punto de vista del incremento en la demanda de los clientes libres, dicho efecto también sería acotado, alcanzando hasta un 2,3% de la energía total que dicho segmento consumió en el año 2023<sup>48</sup>.

58. De esta manera, en opinión de esta Fiscalía, la rebaja del umbral en los términos planteados en la Solicitud no generaría cambios significativos en la energía demandada por el segmento de clientes libres ni por el segmento de clientes sujetos a regulación de precios.

#### **b) El mercado de oferta en régimen libre cuenta con diversas alternativas**

59. El cambio regulatorio en análisis podría generar riesgos de libre competencia si la oferta y/o la demanda en el segmento de la provisión de energía libre estuviera altamente concentrada, o si existiera un Suministrador con posición dominante que le confiera la aptitud de abusar de dicha posición.

---

<sup>46</sup> Elaboración propia en base a planilla del Coordinador: Montos contratados y facturados. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Montos-Contratados-y-Facturados-2022-rev-jun23.xlsx> [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 12.

<sup>47</sup> Elaboración propia en base Tabla N°1 y planilla del Coordinador: Montos contratados y facturados. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/Montos-Contratados-y-Facturados-2022-rev-jun23.xlsx> [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 12.

<sup>48</sup> Elaboración propia en base a Tabla N°1 y demanda libre del año 2023 según Gráfico N° 1. Véase Memoria de cálculo, hoja 11.

60. Con todo, los antecedentes expuestos en la subsección II.c) dan cuenta de que la estructura actual del mercado de clientes libres, al cual podrán acceder más clientes en caso de implementarse la rebaja de umbral, no presenta alta concentración. Tampoco se obtuvieron antecedentes que permitan identificar, de forma preliminar y en abstracto, una posición dominante por algún Suministrador por el lado de la oferta, de modo que no se justifica un análisis sobre una eventual posición contraria a la Solicitud, encontrándose la demanda también atomizada.

61. Lo aquí expuesto no obsta a que puedan presentarse riesgos de competencia. Así, por ejemplo, en 2022 esta Fiscalía concluyó una investigación respecto del mercado de la distribución a clientes libres y elegibles, en la cual se analizaron distintas prácticas comerciales por parte de los Suministradores.

62. Dentro de ellas, destacaron los hallazgos de cláusulas de igualación de competencia o *“meeting competition clauses”* de forma extendida en los contratos de suministro. Respecto de dichas cláusulas, los Suministradores asumieron medidas tendientes a evitar que los riesgos anticompetitivos de las cláusulas se materializaran, consistentes en la renuncia de las mismas o renegociaciones contractuales, así como el compromiso de no incorporarlas a futuro<sup>49</sup>.

**c) Riesgos relacionados a la rebaja del umbral: asimetrías de información y *“miopía”* de los clientes**

63. Sin perjuicio de lo señalado en las subsecciones III.a) y III.b), en opinión de esta Fiscalía, se observan una serie de asimetrías de información que podrían afectar a los Clientes Elegibles Potenciales, limitando así su capacidad para tomar decisiones informadas, pudiendo considerarse como fallas de mercado que deben ser abordadas en el marco del presente procedimiento.

64. En particular, de implementarse la rebaja propuesta por el Ministerio, los Clientes Elegibles Potenciales tendrán la facultad de incorporarse al régimen libre sin necesariamente conocer el funcionamiento del mercado eléctrico ni cuáles serían sus obligaciones en caso de escoger dicho régimen.

---

<sup>49</sup> Al respecto véase Informe de Archivo Rol N°2391-16, pp. 16-17, disponible en: [https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/04/inpu\\_005\\_2022-Rol-2391-16.pdf](https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/04/inpu_005_2022-Rol-2391-16.pdf) [Consultado el 22-02-2024]

65. El mercado eléctrico es un sistema complejo, en el que intervienen variados actores, con una normativa extensa y técnica que busca la armonía entre el suministro continuo de energía y el incentivo a la inversión y desarrollo de nuevas tecnologías. En el caso de los clientes regulados, estas dificultades dan lugar a que los distintos aspectos de la provisión de energía eléctrica estén sujetos a normas de orden público.

66. No obstante, en el contexto de la Solicitud, diversos actores del mercado que prestaron declaración ante esta Fiscalía señalaron que los Clientes Elegibles Potenciales podrían tener dificultades para identificar, comprender y gestionar adecuadamente los términos y condiciones de contratación del mercado eléctrico bajo el régimen libre<sup>50</sup>.

67. Así, se debe tener presente que las complejidades del mercado eléctrico se ven plasmadas en los contratos de suministro que deberán firmar los Clientes Elegibles Potenciales que opten por el régimen libre, cuyas cláusulas no sólo versan sobre la tarifa o precio de la energía, sino que también sobre características técnicas del suministro, obligaciones en la cadena de pagos, término anticipado, entre otros<sup>51</sup>.

68. Por lo anterior, es posible sostener que las asimetrías de información entre los Clientes Elegibles Potenciales y el Suministrador pueden generar que estos clientes tomen decisiones irracionales y/o poco informadas<sup>52</sup>, circunstancia que, en definitiva, podría perjudicar a los Clientes Elegibles Potenciales, y debilitar o distorsionar el correcto funcionamiento del mercado.

---

<sup>50</sup> En particular se destaca que: (i) las obligaciones que establece la normativa de clientes libres no están pensadas en clientes tan pequeños, (ii) este tipo de clientes está menos familiarizado con el funcionamiento del mercado eléctrico y con lo que significa migrar a clientes libres y (iii) es difícil que estos clientes tengan capacidad de gestión, entendimiento y administración de las obligaciones de los clientes libres, y que ahí radicarían las asimetrías de información. Al respecto véase declaraciones de: (i) fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [7]; (ii) fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [8]; y (iii) fecha 12 de enero de 2024, Anexo confidencial [9].

<sup>51</sup> Al respecto véase declaración de fecha 12 de enero de 2024, Anexo confidencial [10].

<sup>52</sup> A modo de ejemplo, las asimetrías de información pueden originar problemas de selección adversa y riesgo moral. La selección adversa corresponde a Aquellas situaciones previas a la firma de un contrato, en las que una de las partes contratantes, que está menos informada, no es capaz de distinguir la buena o mala calidad de lo ofrecido por la otra parte. Véase: Akerlof, G. A. (1970). The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*, 84(3), 488–500. <https://doi.org/10.2307/1879431>. [Consultado el 22-02-2024].

Por otro lado, el “riesgo moral” corresponde aquellas situaciones en las que un individuo tiene información privada acerca de las consecuencias de sus propias acciones y, sin embargo, son otras personas las que soportan las consecuencias de los riesgos asumidos. Véase Motta, M. (2004). *Política de competencia: Teoría y práctica*. Fondo de Cultura Económica. p.491.

69. Además, esta Fiscalía estima que, tal como se describe en la literatura sobre economía del comportamiento, podrían darse en este mercado ciertas limitaciones cognitivas y/o sesgos conductuales de los clientes menos sofisticados que podrían terminar siendo explotados por los Suministradores para extraer mayores beneficios, reduciendo la eficiencia asignativa del proceso competitivo<sup>53</sup>.

70. En particular, se advierte que los Clientes Elegibles Potenciales podrían sufrir de “miopía”, concepto acuñado por la economía conductual para referirse a aquella situación que impide al consumidor ver con claridad las consecuencias futuras de las decisiones que se toman en el presente<sup>54</sup>.

71. En este sentido, si bien resulta claro que los Clientes Elegibles Potenciales esperan obtener una menor tarifa por el suministro eléctrico al optar por el régimen libre, ellos no tendrán necesariamente los conocimientos técnicos o específicos del mercado eléctrico que les permitan prever y proyectar cuáles serán los costos totales asociados a su nueva condición de clientes libres<sup>55</sup>, compararlos adecuadamente con la alternativa de permanecer como clientes regulados ni, en general, internalizar todos los impactos y riesgos que conlleva el cambio de régimen.

72. Por lo anterior, en las siguientes subsecciones se abordarán algunas particularidades del mercado eléctrico que debiesen ser consideradas en la implementación de una eventual rebaja de umbral, a fin de asegurar condiciones que permitan un correcto funcionamiento del mercado.

---

<sup>53</sup> Sobre la incidencia de la economía del comportamiento en la libre competencia, desde la perspectiva del consumidor, véase: Fung & al (2019) “Recent developments at the CMA 2018-2019”, Review of Industrial Organisation. Disponible en: <https://rdcu.be/bTSue> Fletcher, Amelia, The Role of Behavioural Economics in Competition Policy (March 15, 2023). Draft chapter for Cambridge Handbook on the Theoretical Foundations of Antitrust and Competition Law (Cambridge University Press, forthcoming 2024), Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4389681> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4389681> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>54</sup> Al respecto véase: Jin, Miao and Li, Jian and Meng, Juanjuan and Sun, Jinwei, Myopia and Intertemporal Choice (July 17, 2021). 32. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3888547> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3888547> [Consultado el 22-02-2024].

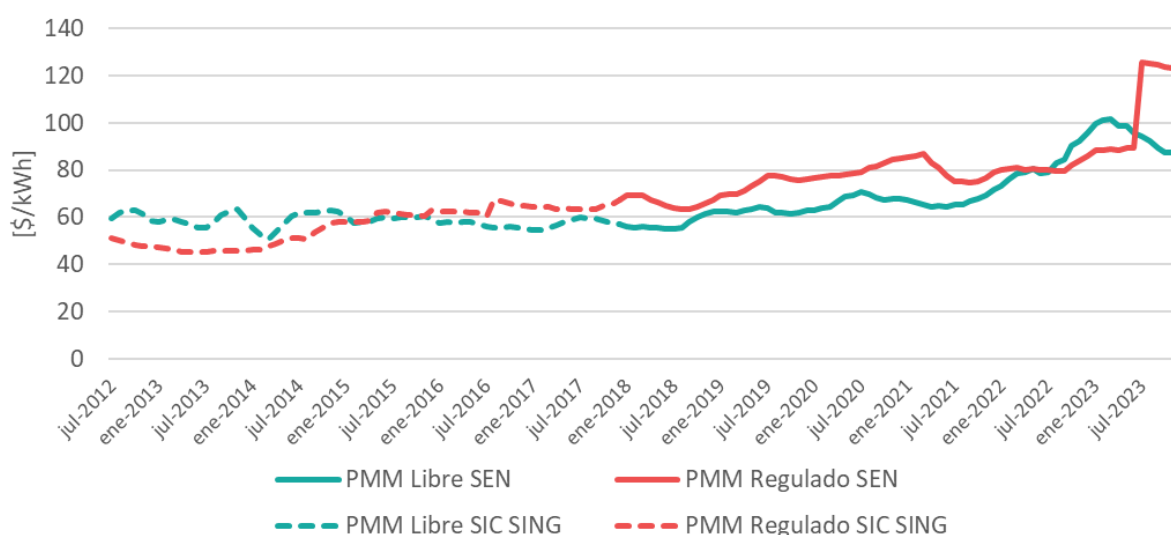
<sup>55</sup> Al ser consultados sobre las obligaciones o responsabilidades que conlleva ser cliente libre señalaron que: “En este momento nos encontramos trabajando en obtener el beneficio, una vez obtenido el beneficio, trabajaremos en cuáles son nuestras responsabilidades ante esto y cuáles son las responsabilidades de cada socio, pero que también libremente ellos tomen la decisión si lo hacen o no lo hacen”. Al respecto véase declaración de fecha 17 de enero de 2024, Anexo confidencial [11].



**i. Los precios libres pueden ser mayores a los precios regulados**

73. El Gráfico N° 9 muestra información histórica del precio medio de mercado<sup>56</sup> de los clientes regulados en el SEN (en adelante, “PMM Regulado SEN”) y el precio medio de mercado de clientes libres en el SEN (en adelante, “PMM Libre SEN”), así como también el promedio ponderado del precio medio de mercado del SIC y SING para los clientes regulados (en adelante, “PMM Regulados SIC SING”) y para los clientes libres (en adelante, “PMM Libre SIC SING”) en pesos chilenos por kWh en términos reales, desde junio de 2012 a julio de 2023.

Gráfico N° 9: Precios medios de mercado clientes regulados y clientes libres en \$/kWh (junio 2012-julio 2023)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE<sup>57</sup>.

74. El examen del Gráfico N° 9 da cuenta de que, durante el periodo comprendido entre abril de 2015 y diciembre de 2023, el PMM Regulado SEN ha superado en la mayoría de

<sup>56</sup> “El precio medio de mercado (PMM) se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. Este precio se utiliza para la indexación del precio de nudo de la energía”, disponible en: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/#:~:text=El%20precio%20medio%20de%20mercado%20%28PMM%29%20se%20determina,fecha%20de%20publicaci%C3%B3n%20del%20precio%20medio%20de%20mercado> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>57</sup> CNE, precio medio de mercado, disponible en: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/01/Precio\\_Medio\\_de\\_Mercado.xlsx](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/01/Precio_Medio_de_Mercado.xlsx) [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 13.

las ocasiones al PMM Libre SEN. En promedio, a lo largo de este periodo, el PMM Regulado SEN ha sido un 13% más elevado que el PMM Libre SEN, alcanzando su mayor diferencia entre julio y diciembre del año 2023 con un 38% promedio. De este modo, al menos en el largo plazo, el segmento libre ha contado con mejores precios de energía que el regulado. Con todo, se observa un periodo reciente, entre agosto de 2022 y junio de 2023, en que se observó el fenómeno inverso.

75. De este modo, para un adecuado análisis de los posibles precios a los que podrían verse enfrentados los Clientes Elegibles Potenciales, debe tenerse en cuenta que, si bien en la actualidad los clientes libres experimentan en promedio tarifas inferiores a los clientes regulados, esta relación no ha sido constante, sino que obedece a distintos factores coyunturales del mercado eléctrico.

76. Así, el escenario actual de precios no permite extrapolar hacia el futuro que el segmento libre vaya a tener precios sistemáticamente menores que el regulado. En otros términos, el escenario vigente refleja determinadas condiciones actuales del mercado eléctrico, las que podrían sufrir modificaciones en el futuro<sup>58</sup>.

77. Adicionalmente, cabe señalar que, por la estructura de ambos segmentos, las tarifas reguladas en promedio podrían tener menores variaciones que las tarifas de libres para Clientes Elegibles.

78. Esto se debe principalmente a que: (i) los contratos de los Clientes Elegibles en régimen libre son generalmente de corto plazo<sup>59</sup>, quedando expuestos en una renovación del contrato a las nuevas condiciones del mercado<sup>60</sup>; (ii) el mercado regulado se tarifica en base a un grupo de varios contratos cuyas vigencias se superponen, lo que reduce el impacto de variaciones de precios o términos de contratos particulares; (iii) en los contratos de las licitaciones de clientes regulados, el precio adjudicado incluye los costos sistémicos, a diferencia del régimen libre en el que, como se verá *infra*, estos costos usualmente son traspasados al cliente final; y (iv) finalmente, en el segmento regulado se han incorporado

---

<sup>58</sup> Al respecto véase declaración de fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [12].

<sup>59</sup> Al respecto véase declaración de fecha 05 de enero de 2024, Anexo confidencial [13].

<sup>60</sup> Por el otro contrario, en el segmento regulado, los contratos son de largo plazo, alcanzando los 20 años en las últimas licitaciones de suministro. Al respecto véase Bases de Licitación de Suministro 2023/01, disponible en: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2023/>. [Consultado el 22-02-2024].

a través de políticas públicas distintos mecanismos de estabilización de precios y subsidios que limitan variaciones en la tarifa<sup>61</sup>.

79. Adicionalmente, resulta necesario tener presente que los clientes regulados que opten por el régimen libre deberán continuar participando del mecanismo de estabilización de precios, establecido en la Ley N°21.472<sup>62</sup>, a pesar de que no se benefician de él. Asimismo, actualmente se está discutiendo en el Congreso un nuevo mecanismo de estabilización, en el cual se contempla una obligación análoga<sup>63</sup>.

## **ii. Ausencia de un indicador de precios útil para los Clientes Elegibles Potenciales**

80. En el marco de la incorporación de un segmento de empresas de menor tamaño como clientes elegibles, resulta relevante que estas cuenten con información agregada de los niveles de precios existentes en el mercado, a fin de que puedan adoptar decisiones eficientes.

81. En ese contexto, actualmente el PMM Libre SEN es el único indicador público de precios en el segmento no regulado.

82. Con todo, este no sería necesariamente un buen indicador de los precios que podrían obtener los Clientes Elegibles Potenciales en un contrato como cliente libre<sup>64</sup> por los siguientes aspectos:

- a. El PMM Libre SEN incluye y pondera los costos de energía de las grandes industrias, como por ejemplo la minería. Estas industrias, por el volumen de energía

---

<sup>61</sup> Al respecto véase Ley N°20.928 que establece mecanismo de equidad en las tarifas de servicio eléctrico, de 22 de junio de 2016.

<sup>62</sup> Ley que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios (en adelante, "MPC") a partir de la vigencia de esta ley y hasta el término del mecanismo de estabilización en ella establecido. La vigencia de esta normativa según la ley es hasta el término del mecanismo de estabilización que corresponde al 31 de diciembre del año 2032.

<sup>63</sup> Boletín N°16576-08, disponible en: <https://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?#> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>64</sup> Al respecto véase declaración de fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [14].

demandada y, por tanto, por su poder de compra, tienden a obtener mejores precios que las que podría obtener un Cliente Elegible Potencial<sup>65</sup>.

- b. Como el cálculo del PMM Libre SEN considera todos los contratos vigentes de clientes bajo régimen libre, abarca contratos celebrados en distintos momentos temporales. Con todo, las condiciones de mercado de años anteriores respecto a los precios no reflejan los precios que podrían enfrentar en la actualidad los Clientes Elegibles Potenciales.
- c. El PMM Libre SEN incluye y pondera los precios de todos clientes ubicados en el SEN. Conforme a ello, las diferencias de precios locales en el mercado mayorista y, por ende, el precio al que un Cliente Elegible Potencial podría acceder en un contrato, no se verían reflejadas en el indicador<sup>66</sup>.

83. A modo de ejemplo, el Gráfico N° 10 muestra el precio medio de energía con todos los cargos incluidos para clientes en régimen libre con potencia conectada inferior y superior a 5.000 kW para los años 2019 a 2023. Dicho análisis considera solamente los contratos suscritos en el año respectivo. Bajo estos supuestos, es posible aislar el efecto de los contratos antiguos y tamaño del cliente, con la finalidad de conocer de mejor manera los precios a los que los Clientes Elegibles suscribieron sus acuerdos.

---

<sup>65</sup> Al respecto véase declaraciones de: (i) fecha 27 de diciembre de 2023; Anexo confidencial [15] (ii) fecha 4 de enero de 2024, Anexo confidencial [16]; y de (iii) fecha 05 de enero de 2024, Anexo confidencial [17].

<sup>66</sup> Al respecto véase Ministerio de Energía (2023). Reporte de Mercados, p. 1, disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reportes\\_de\\_mercados\\_electricos\\_agosto\\_2023.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reportes_de_mercados_electricos_agosto_2023.pdf) [Consultado el 22-02-2024].

Gráfico N° 10: Precio Medio Libre desagregado por año de suscripción del contrato y potencia conectada en \$/kWh (2019-2023)



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y octubre

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE<sup>67</sup>.

84. El análisis del Gráfico N° 10 revela que los clientes libres con una potencia conectada inferior a 5.000 kW acceden, en general, a precios más elevados, en comparación con aquellos clientes con una potencia conectada superior a 5.000 kW.

85. Por consiguiente, se desprende que el PMM Libre SEN no constituiría un indicador apropiado para los Clientes Elegibles Potenciales, siendo necesario, entonces, poder contar con una herramienta que entregue información más detallada y customizada a este tipo de cliente, incorporando variables como, por ejemplo, el nivel de potencia y fecha de contratación. Lo anterior, con el objeto de mejorar el proceso de toma de sus decisiones.

### iii. Cargos adicionales en la facturación de clientes libres

86. En el caso de los clientes libres, usualmente deben pagar algunos cargos adicionales al costo de la energía acordado en el contrato con el Suministrador. La existencia de estos cargos adicionales podría dificultar la evaluación económica de la conveniencia de cambiarse de un régimen regulado a un régimen libre, en la medida que éstos no sean claros ni previsibles para el cliente.

<sup>67</sup> Respuesta de CNE a Oficio Ord. N°055-24, que obra en investigación FNE Rol N°2749-23. Véase Memoria de cálculo, hoja 14.

87. Sobre este punto, es relevante destacar que las licitaciones de suministro regulado incorporan, en el precio de la energía adjudicada, todos los costos que el generador debe asumir en el mercado mayorista de generación, siendo de su cargo el riesgo de la variación que estos costos pudiesen experimentar. Contrariamente, en el mercado de clientes libres, el generador trasladaría al cliente la responsabilidad de cubrir todos los costos sistémicos y, consecuentemente, el riesgo de su variación<sup>68</sup>.

88. La operación del sistema eléctrico en Chile incurre en una serie de costos de tipo sistémico<sup>69</sup>, cuyos cobros y pagos corresponden a todas las empresas generadoras en proporción a sus respectivas inyecciones y/o retiros de energía al sistema, y que son calculados por el Coordinador<sup>70</sup>. Estos costos corresponden a servicios complementarios, operación a mínimo técnico y costos de estabilización de precios, entre otros.

89. Para el caso de los clientes libres, los contratos establecerían –en la mayoría de los casos- el derecho de traspasar total o parcialmente los costos sistémicos a los clientes libres vía cláusulas de tipo “*pass through*”<sup>71</sup>. De esta manera, en el caso de los clientes libres, el riesgo de una variación de los costos sistémicos será asumido por el cliente, siendo este último quien tendrá que enfrentar sus potenciales variaciones.

90. Cabe tener presente que, conforme a estadísticas elaboradas por el Coordinador, los costos sistémicos han aumentado significativamente a partir de enero 2022. Ese mes

---

<sup>68</sup> Al respecto véase declaración de fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [18].

<sup>69</sup> Los costos sistémicos corresponden a: (i) “[c]ostos de operación del sistema producto de aquellos costos variables de operación no cubiertos por el costo marginal horario del sistema, cuya operación obedece a requerimientos técnicos del sistema (centrales generadores que operan fuera del orden económico de la política de operación”; y, (ii) “[r]emuneración por la operación de unidades de generación cuyo costo variable de operación es superior al costo marginal horario del sistema a objeto de prestar un servicio complementario (regulación de frecuencia)”. Al respecto véase Reporte de Sostenibilidad 2022 CEN, p. 110, disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/CUENTA-PUBLICA-CEN-2022.pdf> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>70</sup> Dentro de las funciones del Coordinador se encuentra “Coordinar y determinar las transferencias económicas entre Coordinados, así como adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, informando en tiempo y forma a la SEC cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena”. Al respecto véase <https://www.coordinador.cl/coordinador/objetivos-y-funciones/#verfunciones> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>71</sup> Véase Reporte mensual marzo 2023 Systeem. Disponible en: [https://systeem.cl/wp-content/uploads/032023\\_Systeem\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](https://systeem.cl/wp-content/uploads/032023_Systeem_Reporte_Sector_Electrico.pdf) [Consultado el 22-02-2024]. En el mismo sentido, véase declaraciones de: (i) fecha 27 de diciembre de 2023, Anexo confidencial [19]; (ii) fecha 12 de enero de 2024; Anexo confidencial [20] y de (iii) fecha 05 de enero de 2024, Anexo confidencial [21].

tuvieron, en promedio, un valor de \$5,3/kWh y hacia fines del 2023 se elevaron hasta \$13/kWh, alcanzando su valor máximo en octubre del año 2022, con \$17,3/kWh<sup>72</sup>. A nivel agregado, el alza indicada implicó que los costos sistémicos pasaron de 35.239 millones de pesos en el mes de enero del año 2022 a 90.852 millones de pesos en el mes diciembre del año 2023, representando un incremento del 158% por este concepto<sup>73</sup>.

91. Por lo tanto, esta Fiscalía considera que existe un riesgo asociado a la dificultad de prever la incidencia y variación de los costos sistémicos en su factura. Conforme a ello, resulta necesario incorporar mecanismos que transparenten la existencia y posibilidad de variación de dichos costos en los contratos de suministro y/o en otros mecanismos de difusión.

#### **iv. Calificación de instalaciones de transmisión**

92. Conforme a la legislación vigente<sup>74</sup>, la CNE realiza cada 4 años un proceso de calificación de instalaciones de transmisión, en el cual define, para cada línea y subestación, el tipo de instalación que le corresponde. Así, las clasifica en instalaciones de tipo nacional, zonal, dedicada o instalaciones para polos de desarrollo<sup>75</sup>.

93. Para efectos de determinar la calificación de una instalación de transmisión, se considera si la demanda máxima que predomina es de clientes libres o de clientes regulados, para un tramo de transporte que conforma un grupo de instalaciones. De esta manera, cambios en la demanda máxima de cada uno de estos grupos de clientes, podrían originar cambios en la calificación de transmisión.

94. Este proceso es fundamental para determinar la forma de remuneración de estas instalaciones, ya que existen diferencias regulatorias relevantes.

---

<sup>72</sup> Elaboración propia en base a Coordinador, disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2023-balances-sscc/>. [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 15.

<sup>73</sup> Elaboración propia en base a Coordinador, disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2023-balances-sscc/>. [Consultado el 22-02-2024]. Véase Memoria de cálculo, hoja 15.

<sup>74</sup> Al respecto véase artículos 100 y 101 de la LGSE.

<sup>75</sup> Artículo 100 LGSE.



95. Por una parte, las instalaciones nacionales, zonales y de polos de desarrollo son financiadas por todos los clientes que las utilizan a prorrata de sus retiros. Las tarifas son determinadas semestralmente por el Coordinador conforme lo dispuesto en el artículo 115 de la LGSE y en el artículo 3° de la Resolución Exenta N°385 de la CNE, de 27 de julio de 2017, para luego, ser recaudados por el Suministrador a través del cobro al cliente final.

96. Por otro lado, el uso de las instalaciones dedicadas sólo es remunerada por los clientes libres que hacen uso de ellas, cuya tarifa se determina mediante contratos bilaterales que celebran las empresas propietarias de cada instalación con cada uno de dichos clientes libres. Los cargos por transmisión dedicada son recaudados por el Suministrador a través del cobro al cliente final.

97. Por consiguiente, un riesgo que emana de la eventual migración de clientes del régimen regulado al libre, es que algunas instalaciones de transmisión previamente calificadas como nacionales o zonales puedan cambiar su calificación a instalaciones de tipo dedicadas<sup>76</sup>, debiendo el cliente libre negociar y suscribir un contrato con las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión que fueron recalificadas, situación que puede ocurrir durante la vigencia del contrato de suministro de energía, es decir, con posterioridad a la toma de decisión de cambiarse de régimen.

98. Aunque en las grandes áreas metropolitanas la probabilidad de recalificación de las líneas de transmisión, de zonal o nacional a dedicada, sería baja, el riesgo radica en que podría haber líneas específicas o áreas de bajo consumo de clientes regulados, en donde si ocurra este cambio<sup>77</sup>. Esto significa que los Clientes Elegibles Potenciales, especialmente fuera las áreas metropolitanas, estarían expuestos al que, a raíz de futuros procesos de

---

<sup>76</sup> Durante el proceso de calificación los participantes, usuarios e interesados pueden presentar observaciones al Informe Técnico de Calificación de Instalaciones preliminar elaborado por la CNE, dichas observaciones pueden ser rechazadas o desestimadas fundadamente. Los participantes, usuarios e interesados también pueden presentar, respecto del Informe Técnico final de la CNE, sus discrepancias al panel de expertos (Art. 101 LGSE), sin embargo, para ello es necesario tener conocimientos y recursos que, un cliente pequeño no tiene. Al respecto véase declaración de fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [22]

<sup>77</sup> Según información pública disponible, ACEN espera que aumenten en un 43% las líneas calificadas como dedicadas y con ello, un mayor número de PYMES podrían verse afectadas al riesgo de recalificación, en concreto señalan que “*Los procesos cuatrienales a partir de la metodología que se estableció con posterioridad a la ley de transmisión, han implicado cambios de calificación de un gran número de instalaciones de un periodo a otro que, unido con los atrasos en los procesos tarifarios, han impactado directamente en los clientes finales*”. Disponible en: <https://acen.cl/la-recalificacion-de-lineas-provoca-gran-incertidumbre-en-los-clientes-libres-en-distribucion/> [Consultado el 22-02-2024].

calificación de instalaciones, se les realice un cobro de transmisión dedicada. Si bien se trata de un riesgo de baja probabilidad, esta Fiscalía considera que, de suceder, sería de alto impacto para el cliente<sup>78</sup>.

**v. Regulación de la desconexión por incumplimiento de pago**

99. Otro aspecto en que ser cliente libre tiene diferencias notorias en comparación con un cliente regulado, que pudieran no ser previstas a la hora de contratar, se refiere a los efectos del incumplimiento del pago, en particular en lo que dice relación con los plazos para hacer efectiva la desconexión.

100. En el caso de los clientes regulados, conforme lo dispuesto en el artículo 141 de la LGSE, para el supuesto de servicios impagos, la empresa distribuidora podrá suspender el suministro sólo después de haber transcurrido 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga.

101. En cambio, para el caso de los clientes libres, los Suministradores quedan facultados (salvo estipulaciones contractuales en contrario), desde el primer día de morosidad para activar las cláusulas de término anticipado contempladas en los respectivos contratos, cuestión que debe ser informada por el Suministrador al Coordinador.

102. En relación con esta hipótesis, la SEC reguló esta materia<sup>79</sup>, estableciendo que, si el cliente se opone al término del contrato utilizando los eventuales mecanismos previstos en el mismo contrato (por ejemplo, arbitraje o judicialización), deberá informar de ello al Coordinador, quien suspenderá los efectos del término de contrato<sup>80</sup>. Sin embargo, dadas

---

<sup>78</sup> Al respecto véase declaración de don Paulo Oyanedel, Jefe Unidad Monitoreo de la Competencia y Marcelo Rubio, Subgerente de Transacciones de Mercado, ambos del Coordinador, de fecha 09 de enero de 2024, que obran en investigación FNE Rol N°2749-23.

<sup>79</sup> Oficio Ordinario Electrónico N°170537, del 2 de mayo de 2023, que modifica procedimiento desconexión término anticipado de contratos. Disponible en: <https://wllhttp.sec.cl/timesM/global/mostrarDocumentosTransparencia.jsp?idAccion=3315292&idCaso=1769425&idDocumento=3543288> [Consultado el 22-02-2024].

<sup>80</sup> Para proceder a la desconexión por no pago, el Suministrador deberá informar al Coordinador el término unilateral del contrato, quien, a su vez, deberá poner en conocimiento del cliente libre tal situación. En caso de que el cliente haya impugnado el término unilateral del contrato de acuerdo con los mecanismos establecidos al efecto en el mismo (arbitraje o judicialización), deberá informarlo fundadamente al Coordinador. De verificarse lo anterior, el Coordinador debe ordenar al Suministrador que se abstenga de solicitar la desconexión del suministro en tanto no se resuelva el asunto según las cláusulas del contrato. Si el cliente no informa sobre la impugnación del término de

las complejidades y tecnicismos del mercado eléctrico, especialmente el procedimiento establecido para este tipo de reclamaciones resulta improbable que los Clientes Elegibles puedan ejercer oportunamente sus eventuales derechos sin contar con una autoridad sectorial que vele por su protección<sup>81</sup>.

103. Otro escenario que debe ser considerado al analizar los riesgos de desconexión asociados al incumplimiento del pago, es el hecho de que el Suministrador se encuentre en deuda con otros agentes del mercado eléctrico<sup>82</sup>, pese a que el cliente final esté al día en el pago. En dicha situación, el Coordinador también estaría mandatado para instruir a la distribuidora la desconexión del cliente libre. Si bien, según lo informado por el Coordinador, este es un escenario que no se ha dado, existe el riesgo de ocurrencia<sup>83</sup>.

104. Frente a situaciones de desconexión, el cliente libre puede intentar renegociar con quien le suministra, buscar a otro Suministrador<sup>84</sup> o volver al régimen regulado<sup>85-86</sup>. En cualquiera de estos casos, el cliente estará probablemente en una situación de desventaja, dada la premura con la que requerirá obtener suministro eléctrico, tratándose nuevamente de un riesgo que podrían no ser considerado adecuadamente al momento de contratar.

---

contrato, el Coordinador deberá comunicarle el término del contrato, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora. Cumplido lo anterior, el Suministrador podrá solicitar la desconexión del suministro al Coordinador o a la empresa distribuidora.

<sup>81</sup> Si bien, para el caso de desconexión, podría resultar aplicable a algunos Clientes Elegibles Potenciales el estatuto PYMEs contemplado en la Ley N°20.416 que fija normas especiales para las empresas de menor tamaño, de 03 de febrero de 2010 y, por consecuencia el DFL N°3 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N°19.496, que establece normas sobre Protección de los Derechos de los Consumidores, de 31 de mayo de 2021, se debe tener presente que, conforme lo dispuesto en el artículo 9° de la ley, en ningún caso serán aplicables a las PYMES las normas relativas al rol del Servicio Nacional del Consumidor.

<sup>82</sup> En concreto, puede ocurrir que *“el cliente libre, él esté al día con todos sus pagos, pero por equis motivo el suministrador no cumplió en la cadena de pago y se le corta el suministro al cliente libre”*. Al respecto véase declaración de fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [23].

<sup>83</sup> El escenario anterior se ejemplifica con lo ocurrido a generadores que han sido suspendidos del mercado corto plazo. Al respecto véase declaración de fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [24].

<sup>84</sup> Al respecto véase declaración de fecha 9 de enero de 2024, Anexo confidencial [25].

<sup>85</sup> El proceso de cambio puede no ser inmediato y tardar un periodo de aproximadamente un mes. Al respecto véase declaración de fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [26].

<sup>86</sup> Sobre este último punto cabe destacar que, distintos actores del mercado estiman que existe un conflicto normativo, ya que, por una parte, la LGSE establece un deber para las distribuidoras de suministrar energía a clientes dentro de sus zonas de concesión, y, por otra parte, respecto a los cambios de régimen tarifario, se exige que el cliente avise con una antelación de al menos 12 meses, cuestión que para los casos en comento no ocurriría. Al respecto véase declaración de fecha 09 de enero de 2024, Anexo confidencial [27].

#### IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

105. El análisis efectuado en este aporte de antecedentes se circunscribe al objeto definido por este H. Tribunal al iniciar este procedimiento, en particular, al impacto en sede de libre competencia de una eventual rebaja del límite de potencia conectada para optar al régimen de clientes libres dispuesto en el literal d) del artículo 147 de la LGSE.

106. Conforme al análisis realizado por esta Fiscalía, la eventual reducción del límite del umbral de potencia daría lugar a una ampliación de la base de clientes que pueden optar a un régimen desregulado, incidiendo en la oferta y demanda de la provisión de suministro eléctrico en los segmentos de contratación regulada y libre.

107. No obstante, la implementación de la rebaja no genera cambios significativos en la demanda de energía, en ninguno de los segmentos considerados. Tampoco se observaron aspectos estructurales que pudieran justificar una eventual posición contraria a la Solicitud.

108. Sin perjuicio de lo anterior, en opinión de la Fiscalía, existen en el mercado de provisión a clientes libres, especialmente respecto de los Clientes Elegibles Potenciales, elementos que deben ser considerados en caso de implementar la rebaja, consistentes en asimetrías de información respecto del funcionamiento del mercado eléctrico y eventuales sesgos conductuales a la hora de decidir una migración de régimen. Dichas asimetrías de información podrían limitar la intensidad competitiva respecto este segmento de clientes.

109. Por ello, la rebaja del umbral debiera ir acompañada de medidas complementarias que refuercen el acceso a información útil por parte de los Clientes Elegibles Potenciales. En particular, se consideran como herramientas que podrían fomentar un correcto funcionamiento del mercado, las siguientes:

- a. Publicación de nuevos indicadores de precios que consideren factores relevantes para que la información sea útil para la evaluación de sus opciones tarifarias, como tramos de potencia conectada, punto de consumo y fecha de contratación.
- b. Incorporación de deberes de información a los Suministradores y/o mecanismos de difusión por parte de las autoridades sectoriales respecto de los costos adicionales al precio de la energía que deberá asumir el Cliente Elegible Potencial si opta al régimen libre.

- c. Publicación de información relativa a los costos sistémicos de manera simplificada.
- d. Creación o ampliación de un registro de Clientes Elegibles, a cargo de las autoridades sectoriales, que permita que los distintos Suministradores puedan presentarles ofertas.
- e. Realización de capacitaciones u otros mecanismos de difusión respecto de derechos y deberes de clientes libres, focalizadas en los clientes de tramos de potencia conectada más bajos.
- f. Otras medidas que pueda estimar pertinentes el H. Tribunal.

**POR TANTO**, con el mérito de lo expuesto y de lo dispuesto en los artículos 1°, 2°, 3°, 5°, 18 N°2, 31 y 39 del DL 211, así como las demás normas legales citadas y aplicables,

**AL H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA RESPETUOSAMENTE**

**PIDO**: Tener presente los antecedentes aportados por la Fiscalía Nacional Económica.

**PRIMER OTROSÍ**: Por este acto, vengo en acompañar bajo confidencialidad los documentos que contienen información utilizada por esta Fiscalía para elaborar el presente informe, los que se enumerarán en el presente otrosí, por los fundamentos que se indicarán a continuación:

1. Archivo Excel denominado "Suministro\_Clientes\_Libres\_Ene.19\_nov.23", correspondiente a uno de los anexos a carta del Coordinador Eléctrico Nacional acompañando información de fecha 17 de enero de 2024.
2. Archivo Excel denominado "Información PMM VL 2019\_2023", correspondiente al anexo a carta de la Comisión Nacional de Energía acompañando información de fecha 17 de enero de 2024.
3. Archivo Excel denominado "OCO 0001-24 Anexo EEPA", correspondiente al anexo a carta de Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. acompañando información de fecha 16 de enero de 2024.
4. Archivo Excel denominado "OCO 0001-24 Anexo Grupo SAESA", correspondiente al anexo a carta de Grupo SAESA acompañando información de fecha 18 de enero de 2024.
5. Archivo Excel denominado "OCO 0001-24 16012024", correspondiente al anexo a carta de Grupo de Empresas Chilquinta acompañando información de fecha 16 de enero de 2024.

6. Archivo Excel denominado “OCO 0001-24 Anexo”, correspondiente al anexo a carta de Compañía General de Electricidad S.A. acompañando información de fecha 18 de enero de 2024.
7. Archivo Excel denominado “Oficio N° 1 Enel”, correspondiente al anexo a carta de Enel Distribución Chile S.A. acompañando información de fecha 23 de enero de 2024.
8. Archivo Excel denominado “RESPUESTA A OFICIO FNE 005-2024”, correspondiente al anexo a carta de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles acompañando información de fecha 19 de febrero de 2024.
9. Archivo Excel denominado “Memoria de cálculo”, correspondiente a base de datos elaborada por esta Fiscalía Nacional Económica.
10. Archivo PDF denominado “Anexo confidencial”, elaborado por esta Fiscalía Nacional Económica.

En relación con dichas piezas, la Fiscalía Nacional Económica solicita a este H. Tribunal mantener la confidencialidad decretada mediante Resolución FNE N° 23, de fecha 23 de febrero de 2024, la que se acompaña como documento público en el tercer otrosí de esta presentación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 39 letra a) del DL 211 y en el acuerdo decimosexto del Auto Acordado N°16/2017 del H. Tribunal.

**Sírvase H. Tribunal:** Tenerlos por acompañados bajo confidencialidad.

**SEGUNDO OTROSÍ:** Asimismo, a efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Auto Acordado N°16/2017 del H. Tribunal solicitamos se tengan por acompañados los siguientes documentos, con citación, como versiones públicas preliminares de aquellos acompañados como confidenciales en el primer otrosí:

1. Archivo Excel denominado “Suministro\_Clientes\_Libres\_Ene.19\_nov.23\_VP”, correspondiente a uno de los anexos a carta del Coordinador Eléctrico Nacional acompañando información de fecha 17 de enero de 2024.
2. Archivo Excel denominado “Información PMM VL 2019\_2023\_VP”, correspondiente al anexo a carta de la Comisión Nacional de Energía acompañando información de fecha 17 de enero de 2024.
3. Archivo Excel denominado “OCO 0001-24 Anexo EEPA\_VP”, correspondiente al anexo a carta de Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. acompañando información de fecha 16 de enero de 2024.

4. Archivo Excel denominado “OCO 0001-24 Anexo Grupo SAESA\_VP”, correspondiente al anexo a carta de Grupo SAESA acompañando información de fecha 18 de enero de 2024.
5. Archivo Excel denominado “OCO 0001-24 16012024\_VP”, correspondiente al anexo a carta de Grupo de Empresas Chilquinta acompañando información de fecha 16 de enero de 2024.
6. Archivo Excel denominado “OCO 0001-24 Anexo\_VP”, correspondiente al anexo a carta de Compañía General de Electricidad S.A. acompañando información de fecha 18 de enero de 2024.
7. Archivo Excel denominado “Oficio N° 1 Enel\_VP”, correspondiente al anexo a carta de Enel Distribución Chile S.A. acompañando información de fecha 23 de enero de 2024.
8. Archivo Excel denominado “RESPUESTA A OFICIO FNE 005-2024\_VP”, correspondiente al anexo a carta de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles acompañando información de fecha 19 de febrero de 2024.
9. Archivo Excel denominado “Memoria de cálculo\_VP”, correspondiente a base de datos elaborada por esta Fiscalía Nacional Económica.
10. Archivo PDF denominado “Anexo Confidencial\_VP”, elaborado por esta Fiscalía Nacional Económica.

**Sírvase H. Tribunal:** Tenerlos por acompañados.

**TERCER OTROSÍ:** Solicito al H. Tribunal tener por acompañados los siguientes documentos de carácter público, que constan en la Investigación Rol FNE N°2749-23:

1. Archivo PDF denominado “Res. de inicio N°61”, correspondiente a resolución de fecha 20 de diciembre de 2023 que instruye inicio de investigación Rol N°2749-23.
2. Archivo PDF denominado “Ord\_0005 FNE”, correspondiente a oficio de fecha 2 de enero de 2024, mediante el cual solicita antecedentes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
3. Archivo PDF denominado “Ord\_0006 FNE”, correspondiente a oficio de fecha 3 de enero de 2024, mediante el cual solicita antecedentes al Coordinador Eléctrico Nacional.



4. Archivo PDF denominado “OCO\_0001 FNE”, correspondiente a oficio circular de fecha 3 de enero de 2024, mediante el cual solicita antecedentes a Empresas Distribuidoras.
5. Archivo PDF denominado “Ord\_0024 FNE”, correspondiente a oficio de fecha 5 de enero de 2024, mediante el cual solicita antecedentes a la Comisión Nacional de Energía.
6. Archivo PDF denominado “Ord\_0037 FNE”, correspondiente a oficio de fecha 08 de enero de 2024, mediante el cual solicita antecedentes al Ministerio de Energía.
7. Archivo PDF denominado “Ord 131”, correspondiente a oficio del Ministerio de Energía mediante el cual aporta antecedentes solicitados en Oficio Ord. N° 0037.
8. Archivo Excel denominado “Precio\_Medio\_de\_Mercado”, correspondiente a base de datos elaborada y publicada por la Comisión Nacional de Energía.
9. Archivo Excel denominado “NT-Art-1-16-12\_2023-v1”, correspondiente a base de datos elaborada y publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional.
10. Archivo Excel denominado “Contabilidad-DS4-Act-Dic-22”, correspondiente a base de datos elaborada y publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional.
11. Archivo Excel denominado “Nivel-de-Contratacion-2312\_V2”, correspondiente a base de datos elaborada y publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional.
12. Archivo PDF denominado “Resolución de confidencialidad N° 23”. Correspondiente a Resolución N° 23 de 23 de febrero de 2024 que declara confidenciales piezas del Expediente Rol N°2749-23.

**Sírvase H. Tribunal:** Tenerlos por acompañados.

**CUARTO OTROSÍ:** Al H. Tribunal solicito tener presente mi personería para representar a la Fiscalía Nacional Económica, conforme lo dispuesto en los artículos 79 y siguientes del DFL N°29 de 2004, del Ministerio de Hacienda, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N°18.834, sobre Estatuto Administrativo, y de lo dispuesto en la Resolución Exenta FNE N°199, de fecha 11 de abril de 2022, que Establece Orden de Subrogancia en la Fiscalía Nacional Económica y se acompaña en el presente otrosí.

Lo anterior considerando que, conforme certificado emitido por Ana Azar Díaz, Jefa División Administración y Gestión de la FNE, de fecha 14 de febrero de 2024, el Fiscal Nacional Económico, Sr. Jorge Grunberg Pilowsky, se encuentra haciendo uso de su feriado legal, el que se acompaña en este acto.



Asimismo, según la referida Resolución Exenta FNE N°199, en caso de ausencia o impedimento del titular del cargo de Fiscal Nacional Económico, el primer subrogante que lo reemplaza por el solo ministerio de la ley, es el Sr. Felipe Cerda Becker, titular del cargo de Subfiscal Nacional.

**Sírvase H. Tribunal:** Tenerlo presente.