

ANT.: Adquisición de control por parte de State Grid International Development Limited en NII Agencia en Compañía General de Electricidad S.A. y otros.
Rol F255-2020.

MAT.: Informe de aprobación.

Santiago, 31 de marzo de 2021

De conformidad a lo dispuesto en el Título IV 'De las Operaciones de Concentración' del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del año 2004 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N°211 del año 1973 y sus modificaciones posteriores ("**DL 211**"), presento a usted el siguiente informe relativo a la operación de concentración del antecedente, recomendando la aprobación de la misma en forma pura y simple ("**Informe**"), según se expone a continuación.

I. ANTECEDENTES

i. Investigación

1. Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante documento de correlativo de ingreso N°04110-20, por una parte, Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile ("**NII Agencia**") y CGE Magallanes S.A. ("**CGE Magallanes**") y, junto con NII Agencia, las "**Vendedoras**") y, por otra parte, State Grid International Development Limited ("**SGIDL**", junto a las Vendedoras, las "**Partes**") presentaron ante la Fiscalía Nacional Económica ("**Fiscalía**" o "**FNE**") la notificación de la operación de concentración ("**Notificación**") consistente en la eventual adquisición de la participación accionaria de NII Agencia en Compañía General de Electricidad S.A. ("**CGE**") y de todas las participaciones accionarias de NII Agencia y CGE Magallanes en CGE Servicios S.A. ("**CGE Servicios**" y, junto con CGE, las "**Entidades Objeto**") por parte de SGIDL (todo lo anterior, la "**Operación**").
2. Posteriormente, mediante presentaciones de fecha 7 de enero de 2021, correlativo de ingreso N°04663-21 ("**Primer Complemento**") y 4 de febrero de 2021 correlativo de ingreso N°06119-21 ("**Segundo Complemento**"), las Partes subsanaron los errores y omisiones de la Notificación identificados por la FNE¹ acompañando, entre otros, información respecto a las actividades de la totalidad de las sociedades en cuya propiedad tienen participación directa o indirectamente en Chile, según se detalla *infra*².
3. Conforme a lo señalado en el artículo 50 inciso tercero del DL 211, con fecha 17 de febrero de 2021 la Fiscalía instruyó el inicio de la investigación de la Operación bajo el rol FNE F255-2020 ("**Investigación**").
4. En el marco de la Investigación, esta División efectuó diversas diligencias, entre las que se encuentran solicitudes de información realizadas a las Partes; a las autoridades sectoriales intervinientes en el mercado como son el Ministerio de Energía, la SEC, la CNE y el Coordinador, según se define *infra*³; a empresas

¹ En atención a las resoluciones de falta de completitud de la Notificación dictadas por esta Fiscalía con fecha 21 de diciembre de 2020 y 20 de enero de 2021, respectivamente.

² Véase Sección I.ii.b.

³ Según se definen en la Sección II del presente Informe.

distribuidoras, generadoras y transmisoras de electricidad; a fabricantes y comercializadores de transformadores de distribución estándar (“**Transformadores**”) y equipos compactos de medida (“**ECM**”); a empresas de ingeniería eléctrica; a clientes de las Partes y a asociaciones gremiales del sector eléctrico⁴. Adicionalmente, en el expediente de Investigación constan diversas declaraciones de los actores antes identificados⁵.

5. Para efectos de determinar si la Operación tendría la aptitud para reducir sustancialmente la competencia, el análisis competitivo de la Operación efectuado por esta División evaluó y ponderó los antecedentes de la Notificación, junto a su Primer Complemento y Segundo Complemento, a la luz de la información recabada en el marco de las diligencias de investigación antes singularizadas.

ii. Partes de la Operación

a. Vendedoras

6. Por parte de las Vendedoras, NII Agencia corresponde a una agencia en Chile de Naturgy Inversiones Internacionales S.A., sociedad constituida en el Reino de España y controlada por Naturgy Energy Group S.A. A su vez, NII Agencia es controladora de las Entidades Objeto⁶.
7. Adicionalmente, CGE Magallanes corresponde a una sociedad anónima cerrada constituida en Chile y controlada directamente por CGE⁷. CGE Magallanes controla, a su vez, a Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (“**Edelmag**”)⁸.

b. Comprador

8. Por su parte, SGIDL corresponde a una sociedad *holding* de inversiones constituida en la República Popular China, propiedad en un 100% de State Grid Corporation of China (“**SGCC**”) y responsable de las inversiones y operaciones de energía eléctrica de SGCC fuera de China. Adicionalmente, *State-owned Assets Supervision and Administration Commission* (“**SASAC**”), entidad de rango ministerial de la República Popular China –que cuenta con facultades de supervisión y administración sobre SGIDL – tiene la propiedad exclusiva sobre SGCC⁹. De esta manera, SGCC y SGIDL

⁴ En efecto, el expediente de Investigación cuenta con las respuestas de: (i) las Partes, a los Oficios Ord. N°0229, 0231 y 0335; (ii) entidades relacionadas a SGIDL, a Oficios Ord. N°0322 y 0323; (iii) autoridades sectoriales, Coordinador, CNE y SEC, a Oficios Ord. N°0232, 0233 y 0234; (iv) seis grandes generadores de electricidad al Oficio Circ. Ord. N°0007 y 81 generadores de electricidad al cuestionario en línea enviado mediante el Oficio Circ. Ord. N°0009; (v) trece distribuidoras de electricidad al Oficio Circ. Ord. N°0008; (vi) transmisoras de electricidad al Oficio Ord. N° 0228; (vii) asociaciones gremiales a los Oficios Ord. N°0360 y 0361; y (viii) siete fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM al Oficio Circ. Ord. N°0009.

⁵ En el marco de la presente investigación la División tomó declaración a las Partes; a las autoridades sectoriales (SEC, CNE y Coordinador, según se define *infra*); dos empresas generadoras de electricidad; tres empresas distribuidoras de electricidad; tres fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM; una asociación gremial; y una empresa de ingeniería eléctrica.

⁶ NII Agencia posee el [*]% de CGE y el [*]% de CGE Servicios **Nota confidencial [1]**. Notificación, p. 4.

Para los efectos del presente Informe, la numeración presentada entre corchetes (“[.]”) se refiere a información de carácter confidencial de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 39 letra a) del DL 211. Dicha información se presenta en el “**Anexo I. Información Confidencial del presente Informe**”.

⁷ CGE posee el [*]% de las acciones de CGE Magallanes **Nota confidencial [2]**. Notificación, p. 4.

⁸ CGE Magallanes posee el [*]% de la sociedad Edelmag. **Nota confidencial [3]**. Documento denominado “Mallas societarias Grupo Naturgy (art. 2° N° 3. a) y d)”, acompañado como anexo a la Notificación. Adicionalmente, CGE Magallanes cuenta con intereses en la industria de telecomunicaciones a través de la sociedad TV Red S.A.

⁹ SASAC es titular del 100% de las acciones de SGCC, véase: <<http://www.sgcc.com.cn/html/files/2019-07/25/20190725100252665356807.pdf>> [última visita: 31.03.21].

corresponden a empresas estatales constituidas en China (*State-Owned Enterprises*, “**SOE**”), cuya estructura de control ha sido evaluada y reconocida tanto por decisiones anteriores de esta Fiscalía como en jurisprudencia comparada en materia de operaciones de concentración que involucran empresas estatales de origen chino¹⁰.

9. En Chile, SGIDL controla indirectamente a Chilquinta Energía S.A. (“**Chilquinta**”) y Tecnored S.A. (“**Tecnored**”)¹¹.
10. Chilquinta es una sociedad anónima chilena, cuya principal actividad corresponde a la distribución de energía eléctrica en la Región de Valparaíso. En efecto, Chilquinta cuenta con participación en el mercado de distribución por sí y a través de sus sociedades Energía de Casablanca S.A. (“**Energía de Casablanca**”), Luzlinares S.A. (“**Luzlinares**”), Compañía Eléctrica Litoral S.A. (“**Litoral**”) y Luzparral S.A. (“**Luzparral**”)¹². Adicionalmente, en forma directa y/o a través de sus filiales, realiza actividades de prestación de servicios asociados a la distribución de energía eléctrica tanto regulados como no regulados¹³, generación y comercialización de energía a clientes libres en el Sistema Eléctrico Nacional (“**SEN**”)¹⁴ y transmisión de energía eléctrica en el SEN¹⁵.
11. Tecnored corresponde a una sociedad anónima chilena perteneciente al grupo de SGIDL cuyas actividades son la comercialización de materiales y equipos eléctricos, incluyendo Transformadores y ECM, servicios de ingeniería u operaciones técnicas – que comprende la realización de estudios, construcción y mantenimiento de redes de

¹⁰ Considerando especialmente la distribución de participación accionaria sobre las mismas y el hecho que SASAC tendría facultades legales para nombrar directores y ejecutivos en las sociedades que supervisa. En dicho sentido, véase el artículo 17 de los estatutos de SASAC, titulados “*Interim Regulations on Supervision and Management*”, disponible en: <http://en.sasac.gov.cn/2003/11/24/c_118.htm> [última visita: 31.03.21]. Asimismo, véase Informe de aprobación pura y simple de la investigación rol FNE F219-2019 caratula “Adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A., y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited” (“**Informe F219-2019**”), pp. 3 y ss, pie de página N°13 y 14, p. 4.

En concordancia con lo establecido en jurisprudencia de la Comisión Europea al conocer de operaciones de concentración que involucraron empresas de origen estatal chino. Al respecto, véase M.7643 – CNRC / Pirelli; M.7850 – EDF / CGN / NNB Group of companies, §44 y 49; M.8379 – SGID / Hellenic Republic / IPTO, §1; M.8903 – BHAP/Gestamp China / Manufacturing JV / Sales JV; M.9075 – Continental / CITIC / JHTD / JV; Case M.9150 – China Reinsurance Group Corporation / Chaucer; M.9243 – KRK / China Resources / Genesis Care; M.9258 – ANTA Sports Products / Fountaininvest China Capital Partners GP3 / Amer Sports; M.9262 – Macquaire / China Investment Corporation / Allianz / Dalmore / INPP / Gas Distribution Business of National Grid.

En el mismo sentido se ha pronunciado doctrina comparada. Véase: Svetlicinii, Alexandr. (2020). “*Chinese State Owned Enterprises and EU Merger Control*”, 1era Ed. 2.2 Cap: *Ownership-based control: the State-owned Assets Supervision and Administration Commission*, en donde señala: “*La autonomía operacional prevista para las SOEs y su separación legal del gobierno [chino] no excluye el ejercicio de control estatal e influencia sobre las principales decisiones*”. Traducción libre, en original: “*The envisaged operational autonomy of commercial SOEs and their legal separation from de government does not exclude the exercise of the state control and influence over the major decisions*”, p. 1172.

Al respecto, véase Informe F219-2019, pp. 3 y ss.

¹¹ Véase archivo “Anexo SGIDL-03ad” acompañado como anexo a la Notificación.

¹² Según consta en archivo “Anexo SGIDL-23”, acompañado como anexo del Segundo Complemento.

¹³ En servicios asociados a la distribución de energía eléctrica, Chilquinta cuenta con presencia directa e indirecta a través de las sociedades Energía de Casablanca, Litoral, Luzlinares y Luzparral. Notificación, p. 7.

¹⁴ Notificación p. 7.

¹⁵ En transmisión nacional a través de las sociedades Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. (“**CTNG**”), controlada indirectamente por medio de Chilquinta Transmisión S.A., y Eletrans S.A. Adicionalmente, en transmisión zonal Chilquinta cuenta con activos por sí y a través de sus filiales Litoral, CTNG, Transquinta S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A. en las regiones de Valparaíso, Metropolitana, del Maule y del Biobío. Por último, Chilquinta y CTNG cuentan con líneas de transmisión dedicadas en la Región de Valparaíso. Notificación, p. 7.

distribución eléctrica, empalmes eléctricos, protecciones eléctricas, entre otros servicios¹⁶; y comercialización y generación de energía eléctrica¹⁷.

12. Por su parte, SGCC es dueña indirectamente de aproximadamente el 25% del capital social de la empresa portuguesa Redes Energéticas Nacionais SGPS, S.A. (“**REN**”)¹⁸, sociedad que es titular indirecta del 100% del capital de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (“**Transemel**”)¹⁹; y del 42,5% de Electrogas S.A.²⁰.
13. Por último, antecedentes de esta Investigación dan cuenta que SASAC se encuentra vinculado a otras SOE que ejercen actividades y tienen presencia en Chile: (i) China Southern Power Grid International, titular del 27,79% de Transelec S.A. (“**Transelec**”), en el segmento de la transmisión eléctrica; (ii) State Power Investment Corporation Limited, titular indirecta del 100% del capital de Pacific Hydro Chile S.A. (“**Pacific Hydro**”) en el segmento de la generación eléctrica; y (iii) China International Water and Electric Corp., filial de China Three Gorges Corporation y dueña de Atiaia Energía Chile SpA, actualmente Rucalhue SpA (“**Rucalhue**”)²¹, en el mismo segmento²².
14. Lo anterior es relevante porque el análisis de competencia realizado por esta Fiscalía en el marco del control preventivo de operaciones de concentración evalúa los cambios de habilidades e incentivos de las partes en caso de que se perfeccione una operación de concentración.
15. En específico, conforme a lo indicado en la Guía de Competencia de la FNE del año 2017 (“**Guía de Competencia**”)²³ y en jurisprudencia administrativa de la Fiscalía²⁴, la evaluación por parte de la Fiscalía no sólo comprende a las partes que están específicamente involucradas en una operación de concentración y sus actividades, sino también aquellas desarrolladas por los agentes económicos pertenecientes a sus respectivos grupos empresariales, utilizando los criterios expuestos en los artículos 96 y siguientes de la ley N°18.045 de Mercado de Valores. Ello resulta aplicable, con el mismo alcance, en caso de agentes económicos con capitales privados, sean chilenos o de cualquier otro origen o nacionalidad, así como también respecto de

¹⁶ Tecnored ofrece servicios de operaciones técnicas a empresas de diversos sectores industriales, comprendiendo una diversidad de soluciones técnicas. Véase Notificación p. 8, y sitio web de Tecnored, disponible en: <<https://www.tecnored.cl/ingservicios/>> [última visita: 31.03.21].

Adicionalmente dentro de los materiales comercializados por Tecnored se encuentran conductores, equipos eléctricos, elementos de seguridad, mufas, elementos de ferretería, aisladores, productos de iluminación, entre otros. Notificación, p. 8.

¹⁷ Tecnored cuenta con 11 centrales de generación de energía eléctrica conectadas al SEN ubicadas en las regiones de Valparaíso y del Maule. Adicionalmente, vende energía a clientes libres abasteciéndose de generación propia y de compra a terceros. Notificación, pp. 7 y 8.

¹⁸ Precisamente, el 24,999999925%. REN es una empresa constituida en Portugal que tiene presencia en los negocios de transmisión de electricidad y transporte de gas natural, además de contar con presencia en el mercado de telecomunicaciones. Véase sitio web institucional de REN disponible en: <https://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/perfil_da_empresa> [última visita: 31.03.21]. En el mismo sentido, véase documento denominado “Anexo ORD231-01A”, contenido en la respuesta de SGIDL al Oficio Ord. N°0231-21, de fecha 26 de febrero de 2021, correlativo de ingreso N°07499-21.

¹⁹ Transemel presta servicios de transmisión y transformación de electricidad desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Antofagasta y, desde el año 2017, a la Región de la Araucanía. Véase Informe F219-2019, p. 5.

²⁰ Electrogas S.A. se dedica a la prestación de servicios de transporte de gas natural y otros combustibles por cuenta propia o ajena. Posee una red de gasoductos y oleoductos que interconectan mutuamente la Región de Valparaíso con la Región Metropolitana. Véase Informe F219-2019, p. 5.

²¹ Véase Informe F219-209, p. 5; Primer Complemento pp. 6 y 7.

²² Véase Sección I.B del Informe 219-2019.

²³ Guía de Competencia, párrafo 20 y nota al pie N°6. Disponible en: <<https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2017/10/Guia-de-competencia-.pdf>> [última visita: 31.03.21].

²⁴ Véase Informe F219, p. 4.

agentes económicos en los cuales el Estado chileno o Estados extranjeros tienen participación accionaria, cualquiera sea su origen o nacionalidad²⁵.

16. Por consiguiente, para los efectos del análisis competitivo de este Informe, la evaluación de esta Fiscalía considerará las actividades económicas del grupo empresarial de SGIDL en Chile, que comprende no sólo a las entidades relacionadas Chilquinta y Tecnoled, sino que también a Pacific Hydro, Rucalhue y Transemel. De igual manera, en dicho análisis se incorpora la participación accionaria ostentada por entidades del grupo empresarial de SGIDL en Transelec.

c. Entidades Objeto

17. CGE es una sociedad anónima abierta, controlada directamente por NII Agencia, activa en diversos segmentos de la industria eléctrica, siendo su principal actividad la distribución y transmisión de energía eléctrica por sí y a través de sus filiales²⁶.
18. De esta manera, CGE se encuentra activa en generación y comercialización de energía a clientes libres²⁷; cuenta con presencia en el segmento de transmisión de energía eléctrica prestando servicios de transmisión zonal²⁸ y dedicada²⁹; y es titular, por sí y a través de sus diversas subsidiarias, de concesiones de distribución de energía eléctrica en las regiones de Arica y Parinacota, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío y la Araucanía³⁰. Adicionalmente, a través de Edelmag, cuenta con presencia en la Región de Magallanes³¹.
19. Adicionalmente, CGE a través de sus filiales Tusan S.A. ("**Tusan**") y Energy Sur ingeniería S.A. ("**Energy Sur**") se encuentra presente en la fabricación y comercialización de Transformadores y ECM, así como en la prestación de servicios de asesoría y mantención de dichos productos; y servicios relacionados al área de ingeniería eléctrica de potencia³².
20. Por último, CGE Servicios corresponde a una sociedad anónima cerrada controlada directamente por NII Agencia que presta servicios administrativos y de procesamiento de datos para las otras Entidades Objeto³³.

iii. Operación

21. La Operación consiste en la celebración de un acuerdo denominado *Purchase and Sale Agreement* en virtud del cual SGIDL, o una filial de esta última, se obliga a adquirir la totalidad de acciones y derechos sociales de NII Agencia en CGE y CGE Servicios, así como la totalidad de acciones y derechos sociales de CGE Magallanes en CGE Servicios, pasando a ser titular del control exclusivo sobre dichas entidades.

²⁵ Todo tipo de entidades, independiente de la composición de su propiedad y/o nacionalidad, pueden ofrecer o demandar bienes o servicios y calificar como agentes económicos. Véase Guía de Competencia, §17.

²⁶ Notificación, pp. 4 y ss.

²⁷ CGE cuenta con activos de generación en la Región de Magallanes a través de su filial Edelmag y comercializa energía que adquiere de otras empresas generadoras del SEN. Notificación, p. 10.

²⁸ En transmisión zonal CGE cuenta con activos en el SEN con activos que se encuentran desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Los Ríos. Notificación, p. 14.

²⁹ En el segmento de transmisión dedicada CGE cuenta con líneas en las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Metropolitana, O'Higgins, del Maule, de Ñuble y de La Araucanía Notificación pp. 14 y 15.

³⁰ Notificación, p. 14.

³¹ Notificación, p. 9.

³² Notificación, p. 9.

³³ Notificación, pp. 5 y 6.

En razón de lo anterior, la Operación corresponde a la hipótesis descrita en el artículo 47 letra b) del DL 211³⁴.

II. INDUSTRIA

22. Según lo expuesto *supra*, la Operación tiene lugar en la industria eléctrica, cuyo marco normativo se compone por una serie de leyes, reglamentos y normas técnicas que tienen por objeto regular la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, junto con servicios complementarios y asociados al suministro.
23. El Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo del año 2006 fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos (“**LGSE**”) regula la producción, transporte, distribución, régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica, además de las funciones del Estado relacionadas con estas materias, incluyendo la operación del SEN, el Panel de Expertos y el Coordinador Eléctrico Nacional del SEN (“**Coordinador**”), entre otros³⁵. A su vez, el Decreto Supremo N°327 del Ministerio de Minería del año 1998 fija el reglamento de la LGSE (“**Reglamento LGSE**”).
24. A nivel institucional, intervienen en materia eléctrica el Ministerio de Energía³⁶; la Comisión Nacional de Energía (“**CNE**”)³⁷; el Panel de Expertos³⁸; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“**SEC**”)³⁹, y el Coordinador⁴⁰. Adicionalmente, el Honorable Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“**TDLC**”) cuenta con

³⁴ Notificación, p. 8.

³⁵ La ley ha sufrido diversas modificaciones relevantes: ley N°19.940 del año 2004, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica (conocida como ‘Ley Corta I’); ley N°20.018 del año 2005, que modifica el marco normativo del sector eléctrico (conocida como ‘Ley Corta II’); ley N°20.275 del año 2008, que introduce modificaciones respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales; ley N°20.571 del año 2012, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales; ley N°20.698 del año 2013, que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales; ley N°20.805 del año 2015, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios; ley N°20.936 del año 2016, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional; y la ley N°21.194 del año 2019, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, entre otras.

³⁶ El Ministerio de Energía es el encargado de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Al respecto, artículo 33 y ss. de la Constitución Política de la República, artículo 2 y 4 del Decreto Ley N°2224 del año 1978 que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

³⁷ La CNE es un organismo técnico descentralizado, el cual es encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Al respecto, artículo 6 y 7 del Decreto Ley N°2224 del año 1978 que crea el Ministerio de Energía y la CNE.

³⁸ El Panel de Expertos es un organismo descentralizado dependiente del Ministerio de Energía encargado de la resolución de discrepancias en materia energética. Quedarán sujetas a resolución del Panel de Expertos las materias expresamente señaladas en la LGSE u otras leyes, aquellas que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación o las controversias entre las empresas eléctricas. Artículo 208 LGSE.

³⁹ La SEC es un organismo descentralizado dependiente del Ministerio de Energía cuya función es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Al respecto, artículo 2 ley N°18.410 que crea la SEC.

⁴⁰ El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público encargada de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí a objeto de preservar la seguridad del servicio, la operación más económica para las instalaciones y el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Artículo 72-1 y ss. LGSE.

atribuciones en cuanto a la tarificación de ciertos servicios, pudiendo impactar la aplicación el marco regulatorio⁴¹.

25. El sistema eléctrico corresponde al conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica⁴², y se divide en las actividades de generación o producción, transmisión y distribución. En nuestro país es posible identificar el SEN⁴³, junto con sistemas medianos –entre los que se encuentra el de Magallanes, compuesto por los subsistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams–⁴⁴ y sistemas de interconexión internacionales.
26. En términos generales, el marco normativo persigue que el suministro de energía a clientes finales cuente con tarifas que emulen costos de generación, transmisión y distribución asociados a una operación eficiente, entregando señales adecuadas a las empresas y consumidores para obtener un desarrollo óptimo de los sistemas eléctricos. Así, los usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 500 kilowatts (“KW”) quedan afectos a la regulación de precios en atención a las características de monopolio natural del mercado –clientes regulados–; los usuarios finales con potencia conectada entre 500 KW y 5.000 KW pueden elegir someterse a regulación de precios; mientras que los usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 5.000 KW dispondrán de libertad de precios al suponer su capacidad negociadora o su posibilidad de suministro alternativo –clientes libres–⁴⁵.
27. Las Partes y sus entidades relacionadas cuentan con presencia en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el SEN⁴⁶. Adicionalmente, participan de la comercialización de servicios no regulados asociados a la distribución de energía eléctrica y en la comercialización de Transformadores y ECM. A continuación, se describen los segmentos de la industria antes mencionados, teniendo en especial consideración aquellos donde las Partes tienen presencia⁴⁷.

⁴¹ Así, el inciso cuarto del artículo 184 de la LGSE habilita al TDLC para ordenar la tarificación de ciertos servicios porque las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria. En efecto, dichas potestades han sido ejercidas en esta industria en el Informe N°1/2008, procedimiento rol NC N°258-08 que solicita se califique como sujeto a fijación de precios el servicio de reprogramación de medidores eléctricos; Resolución N°42/2012, procedimiento rol NC N°398-11 que solicita informe sobre régimen tarifario de servicios asociados al suministro eléctrico; y Resolución ERN N° 22-2014, sobre servicios asociados a la distribución eléctrica.

⁴² Artículo 225 letra a) LGSE.

⁴³ El SEN se crea mediante la interconexión del Sistema Interconectado Central (‘SIC’) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (‘SING’), resultando un sistema único que alcanza los 3.100 kilómetros de longitud y abarca casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Al año 2021, el SEN tiene una cobertura del 98,5% de la población nacional. Información disponible en: <<https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>> [última visita: 31.03.21].

⁴⁴ Los sistemas medianos son aquellos sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 mega watts y superior a 1.500 KW. Artículo 2 letra t) del Decreto Supremo N°125 del Ministerio de Energía del año 2017 que aprueba reglamento de la coordinación y operación del SEN. Se trata de sistemas que abastecen localidades apartadas o regiones en donde la interconexión. En particular, debido a las características orográficas y geográficas de Magallanes, esta región no está conectada mediante infraestructura energética con el resto del territorio nacional. Disponible en: <<https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/energia-magallanes-2050.pdf>> [última visita: 31.03.21].

⁴⁵ Respecto de los clientes libres, se supone la capacidad de autogeneración o el suministro directo con las generadoras, sin perjuicio de la posibilidad de elección de régimen que pueden realizar por periodos de cuatro años. Artículo 147 LGSE.

⁴⁶ Con todo, las Entidades Objeto tienen presencia en el sistema mediano de Magallanes por medio de Edelmag.

⁴⁷ En la presente sección se describe de forma general los diversos segmentos de la cadena de valor de la industria de energía eléctrica considerando los recientes análisis realizados por esta Fiscalía en las investigaciones rol FNE F91-2017, caratulada “Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings

i. Generación eléctrica

28. El primer eslabón de la cadena de valor corresponde a la generación de energía eléctrica transportable a partir de fuentes de energía primaria por medio de las diversas tecnologías disponibles⁴⁸. La regulación permite su desarrollo en condiciones de competencia⁴⁹, pudiendo los interesados determinar la ubicación, inversiones, tecnología a utilizar y modelo de concesión cuando así lo deseen⁵⁰⁻⁵¹. Quienes operen centrales generadoras a cualquier título quedarán sujetos a la supervisión del Coordinador, incluyendo las obligaciones de información, programas de operación, mantenimiento e instrucciones dispuestas para la operación coordinada del sistema eléctrico⁵².
29. La energía generada es comercializada mediante contratos adjudicados en procesos de licitación abiertos por empresas concesionarias de distribución, cuyos precios se determinan con la supervigilancia de la CNE⁵³; como también a través de negociación directa con clientes libres, cuyos precios se fijan a través de negociaciones bilaterales o en procesos de licitaciones privadas –dependiendo del tamaño y capacidad técnica del cliente–⁵⁴. Adicionalmente, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (“**PMGD**”), actores de menor tamaño activos en la generación de energía mediante proyectos de potencia menor a 9MW y que se conectan al SEN a través de líneas de distribución, reciben como remuneración un precio estabilizado⁵⁵.
30. La energía producida se inyecta al respectivo sistema según orden de eficiencia productiva, la que depende de los costos variables y la factibilidad técnica de operación, siendo el Coordinador quien establece el orden del despacho.
31. De esta manera, las generadoras son remuneradas al costo marginal del sistema en un momento dado por su posición excedentaria, es decir, cuando sus inyecciones de energía al sistema exceden los retiros que efectúan sus clientes en virtud de los contratos que mantienen. Sobre las generadoras deficitarias recae la obligación de

1 L.P”, F154-2018, caratulada “Adquisición de Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. por parte de Chilquinta Energía S.A.”, Informe F219-2019 y ERN N°24-2018 recomendación normativa sobre eliminación de restricciones a la integración vertical entre empresas del segmento transmisión nacional y empresas generadoras y distribuidoras (en adelante “**Resolución ERN N°24-2018**”).

⁴⁸ Al respecto, el Coordinador cuenta con información actualizada de generación anual (GWh/año) por tipo de tecnología utilizada. Así, durante el año 2020 un 34,7% de la generación de energía fue generada a través de carbón, 0,7% a petróleo y 17,9% a gas natural. Por otro lado, con respecto a fuentes de energía renovables, un 26,5% correspondió a hídrico, 9,8% solar, 7,1% eólico, 0,3% geotérmico y 2,9% a otras fuentes. Coordinador, Histórico Generación Anual por Tecnología. Disponible en: <<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>> [última visita: 31.03.21].

⁴⁹ La LGSE excluye de la categoría de servicio público eléctrico al suministro efectuado desde instalaciones de generación, actividad de interés público que se desarrolla en un contexto normativo menos denso, buscando garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones y la seguridad del servicio eléctrico. Artículos 7, 8 y 72-1 LGSE.

⁵⁰ Artículo 4 LGSE. En caso de no contar con concesión, los agentes deberán obtener permisos para uso y cruce de bienes nacionales de uso público y constituir servidumbres voluntarias. Artículo 2 N°3, 12 y 14 LGSE.

⁵¹ Adicionalmente, las empresas generadoras pueden participar en el segmento de transmisión de manera limitada a un 8% de participación individual en el valor de inversión total y 40% considerando las participaciones de manera conjunta –empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios– sobre el total del sistema de transmisión. Artículo 7 LGSE.

⁵² Artículo 72-1, 72-2 y ss. LGSE.

⁵³ Artículo 131 y ss. y 147 y ss. LGSE. Adicionalmente, la CNE determinará las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada licitación deberán ser homogéneas y no discriminatorias para los oferentes

⁵⁴ Artículo 147 y ss. LGSE.

⁵⁵ Artículo 41 del Decreto N°101 del Ministerio de Energía del año 2014, que modifica el Decreto Supremo N°244, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del año 2005, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la LGSE.

pago. El marco en el que se realiza este balance energético y la remuneración a las generadoras excedentarias se denomina 'mercado spot'⁵⁶.

32. Según la información tenida a la vista⁵⁷, existe una multiplicidad de oferentes en el segmento de generación, evidenciándose la entrada de diversas centrales de energía durante el año 2020, principalmente de tecnologías renovables⁵⁸. Al respecto, según fuera confirmado por actores consultados por esta División, se advierte que el ingreso de este tipo de tecnologías, a bajo costo, ha implicado una mayor presión competitiva de cara a los procesos de licitación y a la comercialización de energía a clientes libres⁵⁹.

ii. Transmisión eléctrica

33. La LGSE considera como servicio público eléctrico el transporte de electricidad de los diversos sistemas de transmisión⁶⁰, que corresponden al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio eléctrico de distribución⁶¹. Éstas permiten el transporte de la energía desde los puntos de generación a los de distribución a través de distintas instalaciones. Todos los sistemas de transmisión son de acceso abierto a terceros, lo que debe ser garantizado por el Coordinador⁶². En cada sistema de transmisión es posible distinguir líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: (i) transmisión nacional; (ii) transmisión zonal; (iii) transmisión dedicada; y (iv) transmisión para polos de desarrollo⁶³.
34. El sistema de transmisión nacional es aquel conjunto de líneas y subestaciones que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los restantes segmentos de transmisión⁶⁴. El sistema de transmisión zonal corresponde al segmento dispuesto esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso que pueden hacer los clientes libres o medios de generación que se conecten directamente a estas líneas o a través de sistemas de transmisión dedicados⁶⁵. A su vez, este último se compone por las líneas y subestaciones cuyo objeto es, esencialmente, servir como medio para el suministro de energía eléctrica a clientes libres o para la inyección de la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico⁶⁶. Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo corresponden a aquellas instalaciones destinadas a transportar energía

⁵⁶ Adicionalmente, las generadoras cuentan con potencia de suficiencia y participan de servicios complementarios a la generación. La potencia de suficiencia corresponde a aquellas instalaciones que permiten inyectar energía al sistema si así es requerido, actividad por la que las generadoras reciben una remuneración. Los servicios complementarios corresponden a prestaciones requeridas para el buen funcionamiento del sistema. Véase artículo 144 y ss. LGSE; Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras de la CNE del año 2016; e Informe F219-2019, pp. 6 y 7.

⁵⁷ Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°0233, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

⁵⁸ En efecto, durante el año 2020 entraron en operación 83 centrales de energía, de las cuales 69 corresponden a energía renovable. Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°0233, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

⁵⁹ Declaración de generador de energía eléctrica en el marco de la Investigación. Lo anterior, además, se encuentra en línea con las características de este mercado descritas en el aporte de antecedentes de la Fiscalía en el marco del procedimiento rol ERN N°24-2018, p. 19.

⁶⁰ Artículo 7 y 8 LGSE.

⁶¹ Artículo 73 LGSE.

⁶² Artículo 72-1 N°3, 72-5 y ss. LGSE.

⁶³ Artículo 73 LGSE.

⁶⁴ Artículo 74 LGSE.

⁶⁵ Artículo 77 LGSE.

⁶⁶ Artículo 76 LGSE.

de medios de generación renovables emplazados en una zona definida por el Ministerio de Energía cuyo aprovechamiento resulta de interés público⁶⁷.

35. Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas⁶⁸, sin que puedan dedicarse a actividades del giro de generación o distribución de electricidad⁶⁹. De esta manera, de acuerdo al marco regulatorio vigente, las autoridades sectoriales intervienen en la actividad prestada por las empresas transmisoras en las diversas variables competitivas. En síntesis, mientras el Coordinador garantiza el acceso a los sistemas de transmisión⁷⁰, la CNE determina la remuneración de las empresas transmisoras por líneas de transmisión zonales y nacionales⁷¹⁻⁷² y la expansión de nuevas obras⁷³, mientras que la SEC vela por supervigilar el mantenimiento y estándar de calidad de las líneas de transmisión⁷⁴.
36. Conforme a los antecedentes tenidos a la vista existen diversos actores presentes en los distintos segmentos de transmisión nacional, zonal y dedicado⁷⁵. En el sistema de transmisión nacional se advierte la presencia de Transelec, Colbún Transmisión S.A., InterChile S.A., Eletrans S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A., Transemel, entre otros. Por su parte, en el sistema de transmisión zonal es posible identificar a CGE, AES Gener S.A., Enel Generación S.A., Transelec, Transemel, Colbún Transmisión S.A. y Chilquinta, entre otros. Por último, en lo que respecta a líneas dedicadas, se advierte también la presencia de la totalidad de los agentes económicos antes mencionados, entre otros.

iii. Distribución eléctrica

37. La LGSE considera como servicio público eléctrico el suministro de las empresas concesionarias de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de

⁶⁷ Artículo 76 LGSE. Los polos de desarrollo son definidos como a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el SEN, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. Artículo 85 ley N°20.936.

⁶⁸ A pesar de ser considerado como servicio público eléctrico, la transmisión de energía eléctrica puede realizarse mediante concesión cuando el interesado así lo desee. En caso de no contar con concesión, los agentes deberán obtener permisos para uso y cruce de bienes nacionales de uso público y constituir servidumbres voluntarias. Artículos 2 N°3, 4, 12 y 14 LGSE.

⁶⁹ Artículo 7 inciso quinto.

⁷⁰ Conforme al principio de coordinación de la operación eléctrica, artículo 72-1, 79 y 80 LGSE.

Asimismo, véase Resolución exenta N°154 de la CNE del año 2017 que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79 y 80 de la LGSE y modificaciones.

Para custodiar que la operación óptima y segura del sistema, la LGSE establece al Coordinador como ente encargado de autorizar la referida conexión y, frente a cualquier discrepancia frente a la decisión de este organismo, existe una última instancia resolutoria que corresponde al Panel de Expertos.

⁷¹ El pago a los sistemas de transmisión también se encuentra regulado, componiéndose del valor anual de la transmisión por tramo (“VATT”) y los ingresos tarifarios reales por tramo. En particular, el VATT de los sistemas nacionales, zonales y polos de desarrollo utilizado por clientes sometidos a regulación de precios es determinado por la CNE cada cuatro años. Artículo 102 y ss. LGSE.

En igual sentido, véase Informe F219-2019, pp. 8 y 9.

⁷² Por el contrario, en el caso de las líneas y subestaciones dedicadas utilizadas por clientes libres, el pago depende del acuerdo alcanzado entre las partes de cada negociación; sin perjuicio de que la LGSE indica que dicha remuneración debe fundarse en el cálculo de un VATT, siendo técnica y económicamente respaldado e informado al Coordinador. Artículo 76 inciso 3 LGSE.

⁷³ Artículo 91 y ss. LGSE.

⁷⁴ Artículo 74, 77, 80 LGSE. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio de la CNE del año 2018.

⁷⁵ Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°0233, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

concesión⁷⁶. El sistema de distribución se compone de las líneas, subestaciones y equipos que permiten provisionar la electricidad hasta las residencias o consumidores finales⁷⁷.

38. Dada la ineficiencia de duplicar o superponer redes, la distribución de energía eléctrica a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo puede ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución, la que habilita a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución dentro de una zona determinada y otorga el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas en el territorio concesionado⁷⁸. Las empresas concesionarias deben tener como giro exclusivo la distribución de energía eléctrica⁷⁹, pudiendo destinar sus instalaciones de distribución únicamente al servicio y al alumbrado público⁸⁰.
39. Las empresas distribuidoras se encuentran obligadas a entregar el suministro a los clientes regulados que lo soliciten dentro de su zona de concesión⁸¹⁻⁸², bajo estándares de calidad y de acuerdo a las tarifas determinadas por la CNE. La provisión debe ser permanente y continua, disponiendo de un abastecimiento de energía que les permita satisfacer el total del consumo de los clientes regulados mediante contratos de suministro que resulten de los procesos de licitación pública desarrollados por la misma autoridad⁸³. De esta manera, la tarifa regulada de distribución es el resultado de la suma del precio de nudo⁸⁴, un valor agregado por

⁷⁶ O fuera de sus concesiones cuando se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. Artículo 7 y 8 LGSE.

⁷⁷ El sistema de distribución opera en un conjunto de instalaciones de un voltaje menor o igual a 23 kilovoltios y tiene por objeto dar suministro a usuarios en las zonas de concesión o fuera de ellas –contactados a las instalaciones mediante líneas propias o de terceros–. Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017.

⁷⁸ Artículo 16 LGSE y artículo 5 Reglamento LGSE.

⁷⁹ En razón de la reforma introducida a la LGSE por el artículo único de la ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

⁸⁰ Artículo 7 LGSE.

⁸¹ Sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión o se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. Artículo 125 LGSE.

⁸² Si bien es posible solicitar otras concesiones de servicio público de distribución en parte o en el total de las concesiones de distribución ya otorgadas, la información recabada durante la Investigación indica que ello correspondería a una circunstancia excepcional en la práctica y que estaría circunscrita a áreas reducidas territorialmente. Al respecto, artículo 17 LGSE, Primer Complemento, p. 13 y declaraciones de actores de la industria. **Nota confidencial [4]**.

⁸³ La CNE debe diseñar, coordinar y dirigir la realización de los procesos de licitación, cuyo objeto es dotar a las concesionarias de un suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de los clientes regulados con una antelación mínima de cinco años previo al inicio de la provisión. Las concesionarias deben sujetarse a las respectivas bases y a los requerimientos de la CNE. Artículo 131 y ss. LGSE.

⁸⁴ El precio de nudo es fijado semestralmente por la CNE considerando el precio básico de energía y el precio básico de potencia en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Artículo 162 LGSE.

concepto de distribución (“VAD”)⁸⁵ y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal⁸⁶⁻⁸⁷.

40. Por otra parte, la calidad del servicio público de distribución se encuentra regulada por la CNE⁸⁸ y aborda aspectos técnicos de calidad del producto⁸⁹, calidad del servicio⁹⁰, calidad comercial⁹¹ y sistemas de medida y monitoreo⁹². Corresponde a la SEC la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las exigencias dispuestas en la norma técnica, además de implementar un sistema de información para disponer de los registros y mediciones realizados por las empresas distribuidoras⁹³.
41. Según la información pública disponible, al año 2020 existen 25 empresas titulares de concesiones de distribución de electricidad a nivel nacional entre las que se encuentran Chilquinta, Litoral, CGE, Edelmag, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Enel Distribución S.A. (“Enel”), Sociedad Austral de Electricidad S.A. (“SAESA”), entre otras⁹⁴.

a. Servicios asociados a la distribución

42. El servicio público de distribución está relacionado a una serie de servicios. Éstos se encuentran sujetos a fijación de precios cuando las condiciones existentes en el mercado no permiten garantizar un régimen de libertad tarifaria (“servicios

⁸⁵ El VAD comprende el costo medio que incorpora la totalidad de los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, que es eficiente en la política de inversiones y en su gestión. De esta manera, el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

El valor del VAD es fijado por el Ministerio de Energía previo informe de la CNE con ocasión de la fijación de las tarifas de distribución, y las discrepancias existentes al efecto pueden ser sometidas al Panel de Expertos. Artículo 120 LGSE.

⁸⁶ El pago de los sistemas de transmisión para clientes regulados es de cargo de los consumidores finales, los que serán calculados semestralmente por la CNE mediante informe técnico y fijados mediante resolución exenta del Ministerio de Minería en la determinación de los precios de nudo. Dichos valores son calculados por el Coordinador. Artículo 115 LGSE.

⁸⁷ Adicionalmente la tarificación contempla un cargo por servicio público que será fijado por la CNE para financiar el funcionamiento del Coordinador y el Panel de Expertos, así como la realización de estudios de franja. Artículo 212-13 LGSE.

⁸⁸ Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017.

⁸⁹ Referidos a fluctuaciones de tensión y frecuencia, distorsiones armónicas de tensión y corriente medidas a través de diversas variables como consumos, inyecciones de energía activa y reactiva, tensión, corriente, estado de suministro, conexión, desconexión y limitación de consumos o inyecciones los sistemas de monitoreo y control, junto con campañas de medición. Al respecto, Capítulo 3 y 6 Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017.

⁹⁰ Correspondiente a interrupciones de suministro y desconexiones programadas. Capítulo 4 Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017.

⁹¹ Comprendiendo variables como conexión y ampliación de servicios, calidad de atención, calidad de gestión comercial y centros de atención de llamadas. Capítulo 5 Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017

⁹² Correspondiente a conceptos como sistemas de monitoreo, de medida para transferencias económicas y de medición de monitoreo y control. Capítulo 6 Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE del año 2017.

⁹³ Adicionalmente, en relación con la calificación de estándares de calidad realizada por la SEC, el artículo 144 de la LGSE dispone que dicho organismo debe elaborar “sobre la base de los reclamos directos presentados por los clientes, de las encuestas y del índice de continuidad de servicio, un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución, atendiendo a la calidad del servicio entregado”. Así, la SEC ha dictado diversos oficios comunicando a las distribuidoras las modificaciones del ranking de calidad de servicio (Oficio Circular SEC N°16.539 de 22 de noviembre del año 2016) e informando los resultados de los diversos parámetros objeto de medición (Oficios Circulares SEC N°6.647, 4.675, 6.922, de fecha 20 de noviembre, 29 de julio y 9 de diciembre del año 2020 respectivamente).

⁹⁴ Además, figuran en los registros públicos una serie de cooperativas eléctricas que operan en diversas concesiones en Chile. Infotécnica Coordinador, Registro de empresas coordinadas. Disponible en: <<https://infotecnica.coordinador.cl/>> [última visita: 31.03.21].

regulados⁹⁵⁻⁹⁶; o libres a la determinación de precio de las concesionarias (“servicios no regulados”).

43. Los servicios regulados se encuentran contenidos en el Decreto Supremo N°13T del Ministerio de Energía del año 2017⁹⁷, que fija las tarifas de dichos servicios para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020. Dichos servicios son prestados por las concesionarias dentro de su zona de concesión⁹⁸⁻⁹⁹.
44. Los servicios no regulados comprenden una multiplicidad de prestaciones relacionadas a la distribución de energía eléctrica, dentro de las cuales se encuentran la construcción de redes particulares, traslado de redes, realización de obras a terceros, el arriendo de equipos eléctricos, estudios técnicos a particulares, provisión de medidores, entre otros servicios¹⁰⁰⁻¹⁰¹. Dichos servicios no se encuentran afectos a regulación de precio y son prestados por las distribuidoras, principalmente dentro de sus respectivas zonas de concesión¹⁰².
45. Según lo indicado por las Partes, el *servicio de traslado de redes* consiste en la relocalización que realizan las distribuidoras de sus propias redes cuando un cliente lo solicita por motivos técnicos o variaciones del destino de los terrenos donde se ubican¹⁰³. Adicionalmente, en los casos en que el servicio se presta dentro de las zonas de concesión usualmente es realizado por las propias empresas concesionarias¹⁰⁴.
46. Por su parte, la *construcción de redes particulares* se refiere a la construcción de obras de redes aéreas o subterráneas en inmuebles particulares, comprendiendo el diseño y construcción de líneas, servicios de mano de obra y provisión e instalación de equipos¹⁰⁵. Adicionalmente, existen otras obras relacionadas a redes eléctricas que son normalmente requeridas por clientes emplazados dentro de las zonas geográficas de distribución como la construcción de alumbrado público, ingeniería de

⁹⁵ Véase artículo 147 LGSE.

⁹⁶ Los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía quedarán sujetos a fijación de precios cuando sean expresamente calificados por resolución del TDLC a solicitud de la SEC o cualquier interesado. Los precios se actualizarán mensualmente y serán sometidos a revisión con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución eléctrica. El TDLC puede determinar su descalificación como servicio regulado, lo que debe formalizarse mediante decreto supremo del Ministerio de Energía. Artículo 174 y 184 LGSE.

⁹⁷ Decreto Supremo N°13T del Ministerio de Energía del año 2017 que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica.

⁹⁸ En efecto, la estimación del cálculo tarifario de los servicios no consistentes en suministro de energía se rige por un principio de coherencia que exige contemplar que una misma empresa presta el servicio de distribución y los servicios regulados. Lo anterior debe ser considerado por la CNE en el estudio de costos en el marco del procedimiento administrativo de fijación tarifaria. Véase artículo 2 del Decreto Supremo N°341 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo del año 2007, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministros de energía.

⁹⁹ CNE, “Documento Técnico: Bases para el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución”, disponible en: <<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>> [última visita: 31.03.21].

¹⁰⁰ Segundo Complemento, p. 8; respuesta de empresas distribuidoras a Oficio Cir. N° 008. **Nota confidencial [5].**

¹⁰¹ En razón de la presencia de las Partes en los servicios no regulados de apoyo en postes para antenas de telecomunicaciones en traslado de redes y de construcción de redes particulares y de obras a terceros, en lo sucesivo se describen ambos segmentos como parte de la presente Sección, omitiéndose la descripción de otros servicios no regulados donde no existe traslape o superposición entre las actividades o servicios que prestan las Partes.

¹⁰² Según diversas declaraciones de distribuidoras de electricidad. **Nota confidencial [6].**

¹⁰³ Segundo Complemento, p. 8.

¹⁰⁴ Segundo Complemento, p. 8. Adicionalmente, lo anterior habría sido confirmado por distribuidoras y empresas de ingeniería consultadas en el marco de la Investigación. **Nota confidencial [7].**

¹⁰⁵ Segundo Complemento, p. 9.

detalle de proyectos, arranques de segundos planos, revisión de proyectos, inspección y pruebas de cables y construcción de empalmes¹⁰⁶⁻¹⁰⁷.

47. Finalmente, el *servicio de apoyo en postes para antenas de telecomunicaciones* consiste en el arrendamiento de espacios en postes, mediante el cual se permite a las empresas de telecomunicaciones adosar a las postaciones de propiedad de las concesionarias instalaciones de telecomunicaciones consistentes en antenas o repetidoras, y los elementos necesarios para su operación o funcionamiento para los fines propios de su servicio o giro comercial¹⁰⁸.
48. Las distribuidoras prestan los servicios de construcción de redes particulares y obras a terceros fundamentalmente en su área de concesión¹⁰⁹.

iv. Transformadores y ECM

49. Los Transformadores son equipos eléctricos utilizados en la distribución de energía en sistemas urbanos y rurales que permiten variar la tensión de la energía eléctrica para su consumo por los clientes finales¹¹⁰. Dichos clientes suelen ser empresas distribuidoras de electricidad, instaladores eléctricos, inmobiliarias, clientes industriales, entre otros¹¹¹.
50. La fabricación de Transformadores se realiza a partir de normas nacionales e internacionales. Dichos productos alcanzan potencias de hasta 500 kilovoltio-amperio (KVA)¹¹² y voltajes de hasta 34,5 kilovoltio (KV), además de caracterizarse según los métodos de aislación y refrigeración que emplean y la cantidad de conductores que ofrecen¹¹³. El diseño particular de los Transformadores adquiridos se condiciona a las especificaciones técnicas requeridas por cada distribuidora¹¹⁴.
51. En el mercado nacional participan diversos actores que ofrecen Transformadores como los fabricantes Rhona, Schaffner S.A. ("**Schaffner**"), CH Transformadores S.A. ("**CH**"), Transformadores MCD ("**MCD**") y Tusan –empresa controlada por CGE–; además de comercializadores como Tecnoled, Aragón S.A. ("**Aragón**"), Helvética S.A. ("**Helvética**"), entre otros. Adicionalmente, existen fabricantes internacionales

¹⁰⁶ Véase Segundo Complemento, p. 9.

¹⁰⁷ La construcción de redes particulares y las obras eléctricas suelen ser requeridos por inmobiliarias, constructoras, clientes en media tensión industriales y agrícolas, municipalidades, entre otros. Segundo Complemento, p. 25. En el mismo sentido, declaración de distribuidoras y empresas de ingeniería consultadas en el marco de la Investigación. **Nota confidencial [8]**.

¹⁰⁸ Anexo Partes-05 acompañado en el Segundo Complemento.

¹⁰⁹ Segundo Complemento, p. 10. En el mismo sentido, declaración de distribuidoras y empresas de ingeniería consultadas en el marco de la Investigación. **Nota confidencial [9]**.

¹¹⁰ Declaraciones de fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [10]**.

¹¹¹ Primer Complemento, p. 21; y declaraciones de fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [11]**.

¹¹² Un equipo de mayor potencia puede ser sustituido por dos o más equipos de menor potencia. Primer Complemento, p. 14. En el mismo sentido, declaración de fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [12]**.

¹¹³ Primer Complemento, pp. 14 y 15.

¹¹⁴ De esta manera, más allá de las normas que regulan la calidad del producto, los oferentes de Transformadores suelen manejar las diversas normas internas de las compañías distribuidoras en relación a las características que deben cumplir dichos equipos para ser aptos para conectarse a sus redes de distribución. Según consta en declaraciones de fabricantes y comercializadores de Transformadores y en declaración de autoridad sectorial. **Nota confidencial [13]**.

cuyos productos se importan a Chile y son comercializados a través de venta directa o indirecta, entre los que se encuentran las marcas Weg, ABB y Magnetrón¹¹⁵.

52. Los ECM corresponden a equipos eléctricos que miden variables eléctricas y de consumo de energía traspasado, permitiendo determinar el consumo de una zona geográfica y detectar pérdidas de energía entre mediana y baja tensión¹¹⁶. Según los antecedentes tenidos a la vista, la demanda de ECM radica principalmente en las distribuidoras de electricidad¹¹⁷, sin perjuicio de que existen otros clientes como instaladores eléctricos y clientes industriales¹¹⁸.
53. La fabricación de ECM se realiza principalmente por empresas nacionales entre las que se encuentran Tusan, Rhona, MCD, CH y Schaffner. Dichos productos tienen diversas características comerciales según el número de elementos que posean y el voltaje o clase de los equipos¹¹⁹. Al igual que con los Transformadores, el diseño particular de los Transformadores adquiridos se condiciona por las especificaciones técnicas requeridas por cada cliente, según los parámetros definidos por cada distribuidora¹²⁰.

III. MERCADOS RELEVANTES

i. Generación eléctrica

a. Mercado relevante del producto

54. Las Partes identifican dos mercados en el segmento de generación de energía¹²¹: (i) la generación e inyección de electricidad en el SEN –mercado en el que no participan ni las Vendedoras ni las Entidades Objeto¹²²–; y (ii) la comercialización de energía a clientes libres.
55. Con anterioridad, la Fiscalía ha evaluado el mercado de generación y comercialización de energía a clientes libres y regulados como un todo, sin segmentar según tecnología utilizada ni tipo de cliente¹²³. Sin perjuicio de lo anterior, en investigaciones más recientes la FNE ha identificado como segmentación plausible un mercado relevante para la comercialización de energía a clientes libres separado de aquel de generación y comercialización de energía a clientes regulados, dejando, sin embargo, la definición del ámbito de producto abierta¹²⁴.

¹¹⁵ Primer Complemento, p. 20. Asimismo, en la base de datos de importaciones del Servicio Nacional de Aduanas para el año 2020 constan diversas marcas de Transformadores provenientes de China, como Yiwu, Shenzen Remore, Everpower, entre otras.

¹¹⁶ De esta manera, los ECM no tienen ningún efecto sobre la corriente que traspasa a través de ellos, sino que su función es contar el consumo de energía. Declaración de fabricante y comercializador de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [14]**.

¹¹⁷ Primer Complemento, p. 25.

¹¹⁸ Declaraciones de fabricantes y comercializadores de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [15]**.

¹¹⁹ Primer Complemento, p. 25.

¹²⁰ Según consta en declaraciones de fabricantes y comercializadores de Transformadores y en declaración de autoridad sectorial. **Nota confidencial [16]**.

¹²¹ Notificación, p. 10.

¹²² Notificación, p. 11.

¹²³ Véase Informe F30-2014 “Adquisición del 50% de los derechos sociales de Gas Atacama por parte de Endesa Chile”; Informe FNE F91-2017 “Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 L.P.”, e Informe F107-2017 “Adquisición por parte de Generadora Metropolitana SpA de la participación de AES Gener S.A. y Norgener Foreign Investment SpA en Sociedad Eléctrica Santiago SpA”.

¹²⁴ Véase Informe F219-2020.

56. Según los antecedentes recabados en la Investigación, desde el punto de vista de la demanda, la forma de contratación de energía difiere entre clientes libres y regulados. En efecto, los clientes libres contratan energía producto de negociación entre privados¹²⁵, 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 CNE¹²⁶.
57. Desde el punto de vista de la oferta, el segmento de comercialización de energía a clientes libres cuenta con una mayor cantidad de oferentes dado que participan actores cuyas centrales de generación funcionan únicamente como centrales de respaldo de potencia de suficiencia¹²⁷. Por su parte, la participación en las licitaciones de bloques de energía para el suministro de clientes regulados requiere asegurar que se contará con activos de generación operativos al momento que el contrato de suministro entre en vigencia¹²⁸.
58. A su vez, es posible identificar una segmentación plausible en la comercialización de energía a clientes libres, según la ubicación de éstos dentro o fuera de las zonas de concesión de las distribuidoras¹²⁹. De esta manera, los clientes libres ubicados fuera de las zonas de concesión son clientes que usualmente cuentan con un mayor nivel de consumo y corresponden, en su gran mayoría, a empresas dedicadas a minería y celulosa¹³⁰. Por otra parte, los clientes libres ubicados dentro de una zona de concesión son generalmente clientes que, por su nivel de consumo, presentarían menor poder de negociación¹³¹.
59. Finalmente, es posible identificar también otra segmentación plausible en la actividad de potencia de suficiencia, en el que participan centrales de generación principalmente termoeléctricas que funcionan como activos de respaldo y son remuneradas por encontrarse disponibles para inyectar energía en cuanto el sistema así lo requiera¹³².
60. Para efectos del análisis efectuado en este Informe, se utilizará como mercado relevante de producto la comercialización de energía a clientes libres dentro de las zonas de concesión de las distribuidoras, al ser la definición más estrecha que pueda

¹²⁵ Las condiciones de suministro de clientes libres son establecidas a través de negociaciones bilaterales, materializadas en un contrato de compraventa de energía (*power purchase agreement*); o bien, en caso de grandes clientes industriales, a través de licitaciones privadas. Informe F219-2019, p. 10.

¹²⁶ Según el artículo 131 de la LGSE. Cabe señalar que el mismo artículo define que la energía contratada a través de estos procesos de licitación no puede ser canalizada a clientes que no están sujetos a la regulación de precios, creando así procesos diferenciados de adquisición para el suministro de energía a clientes libres y clientes regulados.

¹²⁷ En cuanto a la potencia de suficiencia, véase nota al pie N°56.

Este es el caso, por ejemplo, de las empresas de distribución de energía que operan en el mercado comprando energía por parte de generadoras. Por su parte, las empresas que participan en potencia de suficiencia pueden abastecerse de energía a través del mercado *spot* o a través de contratos con centrales de generación.

¹²⁸ Adicionalmente, desde el punto de vista de la oferta, existe una imposibilidad material en el corto y mediano plazo para destinar bloques de generación de energía comprometidos a clientes regulados hacia clientes libres por cuanto existen obligaciones legales y contractuales ineludibles. Los contratos también imponen limitaciones a destinar bloques de generación de energía comprometidos a clientes libres hacia clientes regulados. Véase Informe F219-2019, p. 10.

¹²⁹ En el mismo sentido, véase Informe F219-2019, p. 10.

¹³⁰ Dichas empresas suelen disponer de divisiones especializadas para la contratación de energía a través de procesos de licitación. Declaración de empresa generadora de electricidad. **Nota confidencial [17]**.

¹³¹ Cabe señalar que, según la base de datos de contratos de suministro publicada por el Coordinador, en esta categoría pertenecen principalmente edificios, condominios, centros comerciales y algunas industrias. Según base de datos Coordinador disponible en: <<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/>> [última visita: 31.03.21].

¹³² Artículo 149 LGSE.

maximizar los efectos de la Operación, sin perjuicio que no es necesario realizar una definición exacta del mercado relevante del producto dado que las conclusiones obtenidas en el presente Informe no se alteran considerando los diversos escenarios alternativos de mercado relevante.

b. Mercado relevante geográfico

61. En anteriores decisiones, esta División ha definido el mercado geográfico asociado a generación de electricidad con el alcance geográfico de los sistemas de transmisión a los cuales se inyecte. En dicho sentido, y respecto del mercado de transmisión declarado por las Partes en la Notificación, el alcance de mercado relevante geográfico se correspondería con el del SEN¹³³⁻¹³⁴.
62. En el presente caso, y considerando que las Partes declaran que existiría un traslape respecto de la comercialización de energía a clientes libres, esta División evaluará los efectos generados por la Operación en dicha segmentación sujetos al escenario geográfico más estrecho correspondiente a aquellos ubicados dentro de zonas de concesión de distribución¹³⁵. Con todo, lo anterior no implica una definición estricta de mercado relevante dado que, como se expone *infra*, las conclusiones del presente Informe no varían en los diversos escenarios.

ii. Transmisión eléctrica

a. Mercado relevante del producto

63. En la Notificación las Partes indican que sus actividades de transmisión se traslapan en los sistemas de transmisión zonal y dedicada¹³⁶, pero que, a su juicio, sus respectivas entidades no serían propiamente competidores ya que no existiría rivalidad entre los agentes incumbentes debido a la intensa regulación¹³⁷. Con todo, las Partes asumen una hipótesis conservadora analizando cada segmento como un mercado relevante del producto en sí mismo¹³⁸. Por otro lado, con anterioridad la Fiscalía ha evaluado el mercado de transmisión eléctrica dejando abierta la definición del mercado relevante de producto¹³⁹.
64. Para efectos del presente Informe, esta División advierte que el análisis debe distinguir entre la evaluación de la competencia *en el mercado* considerando que de dicho mercado participan los diversos agentes económicos presentes en transmisión eléctrica; y la competencia *por el mercado*, consistente en los procesos de licitación de líneas de transmisión que forman parte de la planificación llevada a cabo por el Coordinador de forma anual.

¹³³ Notificación, p. 30.

¹³⁴ La jurisprudencia comparada suele considerar que el alcance geográfico de los mercados asociados a la generación de electricidad sería al menos nacional, salvo que medien limitaciones asociadas a la cobertura de las redes de transmisión e interconexión con sistemas adyacentes. Véase Comisión Europea caso M.5827 – Elia / IFM / 50Hertz, pp. 5-6; M.8660 – Fortum / Uniper, pp. 7-8; y M.3440 – ENI / EDP / GDP, pp. 15-16.

¹³⁵ Tal como se mencionó con anterioridad, CGE no cuenta con centrales de generación en el SEN por lo que no se generaría traslape entre las actividades de las Partes en el suministro de energía a clientes regulados. Asimismo, según los datos publicados por el Coordinador, las Partes no participan en el segmento de suministro de energía a clientes libres fuera de áreas de concesión. Véase *supra*, Sección II.i.

¹³⁶ Notificación, p. 29.

¹³⁷ Notificación, p. 12.

¹³⁸ Notificación, p. 29.

¹³⁹ Véase Informe FNE F91-2017 “Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 L.P”, pp. 3 y ss.; Informe F154-2018 “Adquisición de Compañía transmisora del Norte Grande S.A. por parte de Chilquinta Energía S.A.”, p. 5; e Informe F219-2019, pp. 9 y ss.

65. Respecto a la competencia *en el mercado*, desde la perspectiva de la demanda, las centrales generadoras y los clientes libres se pueden conectar en el SEN a través de líneas nacionales, zonales o dedicadas en las mismas condiciones de acceso abierto no discriminatorio limitado sólo por la capacidad técnica de la línea¹⁴⁰.
66. Asimismo, desde la perspectiva de la oferta, esta División advierte que la clasificación de una línea como nacional o zonal no obedece necesariamente a sus características técnicas¹⁴¹, pudiendo una línea nacional contar con una menor capacidad de voltaje que una zonal. Por último, esta clasificación puede cambiar eventualmente cumplidos 20 años desde el inicio de operación, a través del proceso de recalificación realizado por la CNE cada cuatro años¹⁴².
67. Por otra parte, en cuanto a la competencia *por el mercado* en materia de activos de transmisión, para efectos de la presente Investigación se analizarán los procesos de licitación llevados a cabo por el Coordinador durante los últimos tres años con el objetivo de identificar la mayor o menor cercanía competitiva entre las Partes a través de las ofertas presentadas.
68. Sin perjuicio de lo anterior, esta División no considera necesario pronunciarse sobre la definición del mercado relevante de producto en ninguna de sus acepciones considerando que las conclusiones del presente Informe se mantienen en los diversos escenarios plausibles. Con todo, el análisis de los efectos de la Operación se realizará bajo un escenario que maximice los riesgos para la competencia que, en este caso, implica el análisis por separado del sistema de transmisión zonal y dedicado¹⁴³.

b. Mercado relevante geográfico

69. En cuanto al mercado relevante geográfico, esta División ha señalado previamente que el alcance territorial de las actividades de transmisión se encontraría circunscrito al sistema al que pertenecen las líneas de transmisión evaluadas, el cual en el caso en análisis correspondería al SEN¹⁴⁴. Atendido que en el curso de la presente Investigación no se han identificado nuevos antecedentes que motiven un cambio en la postura adoptada respecto del mercado relevante geográfico, se empleará el mismo enfoque para el análisis de la Operación.
70. En forma consistente con decisiones anteriores, esta División indagó en la posibilidad de que cada uno de los sistemas de transmisión constituya un mercado en sí mismo¹⁴⁵. Así, desde el punto de vista de la demanda, las líneas de transmisión mediante las cuales los clientes efectúan retiros o inyección de energía tienen el carácter de monopolios naturales. Una vez que la energía ingresa al sistema, circula sin que se pueda decidir su ruta, empleando indistintamente líneas de distinta calificación. Con todo, la calificación de una línea de transmisión no depende de su

¹⁴⁰ Declaración de autoridad sectorial. **Nota confidencial [18]**.

¹⁴¹ Sin perjuicio de que la clasificación de una línea en nacional o zonal no depende de las características técnicas, sino del uso que se les asigne, en la práctica las líneas de transmisión nacional están asociadas a proyectos de mayor voltaje que las líneas de transmisión zonal. Declaración de Marcelo Luengo, en su calidad de subgerente general de Chilquinta S.A., de fecha 17 de marzo del año 2021.

¹⁴² En el último proceso realizado la CNE recalificó una de las líneas de CGE como zonal, tal como se menciona en la Notificación, p. 7.

¹⁴³ Considerando que CGE no participa en el segmento de transmisión nacional y, por tanto, su inclusión sólo diluiría la participación de las Partes en el escenario post-Operación.

¹⁴⁴ Véase Informe FNE F91-2017 "Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 L.P."

¹⁴⁵ Informe F219-2019, p. 12.

propietario, sino que de la decisión técnica y fundada del Coordinador que es luego adoptada por la CNE¹⁴⁶.

71. Con respecto al mercado relevante geográfico de la competencia *por el mercado* en activos de transmisión, éste podría ser más amplio que nacional atendido a que se delimitaría por licitaciones públicas internacionales donde pueden participar actores sin presencia en el país¹⁴⁷. Sin perjuicio de lo anterior, esta División estima que no es necesario adoptar una definición estricta de mercado relevante dado que, como se expondrá *infra*, las conclusiones del presente Informe no varían en los diversos escenarios.

iii. Distribución eléctrica

a. Mercado relevante del producto y geográfico

72. En cuanto al ámbito de producto, la Fiscalía ha expresado previamente que el segmento de distribución, dadas sus características de monopolio natural, opera bajo un régimen de concesiones con exclusividad territorial, obligación de dar suministro y tarifas reguladas para clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 KW¹⁴⁸.
73. De este modo, el mercado relevante corresponde a la distribución de energía eléctrica a clientes libres y regulados en una zona de concesión tendría un alcance geográfico delimitado por los límites de la concesión otorgada. Dicho suministro comprendería a su vez aquellos servicios regulados que se prestan con ocasión del suministro y que forman parte del giro del titular de la respectiva concesión, los que por ser necesarios para el suministro de energía a clientes regulados, son también regulados en sus precios y calidad por las autoridades¹⁴⁹.
74. Así, el mercado de producto definido como la distribución de energía eléctrica a clientes libres y regulados en una zona de concesión y sus servicios asociados, tendría un alcance geográfico delimitado por los deslindes de la concesión determinados por la autoridad competente. Lo anterior considerando que el suministro de energía eléctrica y servicios asociados al mismo por parte de empresas de distribución se verifica únicamente en su zona de concesión bajo un modelo de monopolio natural según ha sido definido por ley¹⁵⁰ y que, por tanto, cada empresa de distribución no compite fuera de dicha respectiva zona geográfica en dicho suministro.
75. En otros términos, una definición nacional del mercado de distribución eléctrica y sus servicios asociados no se ajustaría a las dinámicas competitivas de la industria dado el carácter eminentemente local de la demanda y de la oferta, y la inexistencia de sustitución entre las diversas distribuidoras.

¹⁴⁶ Artículo 87 LGSE.

¹⁴⁷ Para participar de dichos concursos los actores internacionales sólo deben constituir una sociedad con domicilio en Chile, circunstancia que por sí sola no permite a esta División concluir que el mercado geográfico limite su alcance a un nivel nacional. Véase "Bases Administrativas Generales Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de los Derechos a la Explotación de Obras Nuevas fijadas por Decreto Exento N°185/2020 y los Derechos de Construcción de las Obras de Ampliación fijadas por Decreto Exento N°171/2020", Ministerio de Energía (2021). Disponible en: <<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/nuevas/>> [última visita: 31.03.21].

¹⁴⁸ Sin perjuicio de que, como fue señalado anteriormente, aquellos clientes con una potencia conectada mayor a 500 KV pueden optar al régimen libre.

Informe presentado por la Fiscalía frente al TDLC en el marco del procedimiento rol ERN N°24-2018 con fecha 3 de mayo del año 2018.

¹⁴⁹ En línea con lo indicado por las Partes en el Segundo Complemento, p. 10 y ss.

¹⁵⁰ Véase *supra* Sección II.iii.

76. No obstante lo anterior, según se expone *infra*, el análisis efectuado por esta División evaluó los efectos de la Operación en las condiciones competitivas del mercado que sirven de base en el proceso de tarificación y determinación del VAD para las actividades de distribución eléctrica efectuados por la CNE.

iv. Servicios no regulados asociados a la distribución eléctrica

a. Mercado relevante del producto

77. En cuanto a los servicios no regulados, las Partes definieron los distintos servicios prestados como mercados separados y diferentes de la distribución de energía eléctrica, señalando que existiría traslape en las siguientes categorías: (i) apoyo en postes para antenas de telecomunicación; (ii) traslado de redes; y (iii) construcción de redes eléctricas particulares¹⁵¹.
78. Para efectos del análisis efectuado en este Informe, esta División concuerda con las Partes en dichas definiciones considerando especialmente que ello estaría en línea con las definiciones planteadas de manera previa por la Fiscalía y el TDLC, las que consideraron de forma separada la distribución de energía eléctrica de los mercados relevantes de servicios asociados a la distribución y cada uno de éstos como un mercado relevante en particular¹⁵²⁻¹⁵³.
79. La definición precedente responde a que: (i) no existiría sustitución entre dichos servicios; (ii) los competidores respecto de cada categoría de servicio pueden variar; (iii) cada uno de los servicios podrían tener diferentes niveles de competencia; y (iv) la inexistencia de mayores antecedentes de que el *one-stop-shopping* –mediante la adquisición de múltiples servicios de manera simultánea de parte de una empresa distribuidora– sea relevante para hacer conveniente y procedente la agregación en un solo mercado¹⁵⁴.

b. Mercado relevante geográfico

80. En relación al mercado geográfico, las Partes señalan que el servicio de traslado de redes, por ser un servicio asociado a la distribución, tendría el mismo alcance que las zonas de concesión de la distribuidora¹⁵⁵. Con respecto a los servicios de construcción de redes particulares, indican que el alcance del mercado sería de extensión regional adoptando un enfoque conservador que maximiza riesgos¹⁵⁶. Sin perjuicio de lo anterior, desde la perspectiva de la oferta, señalan que los servicios de traslado de redes, construcción de redes particulares y obras a terceros –al igual que los servicios regulados– son esencialmente prestados dentro de las zonas de concesión de las distribuidoras según su experiencia¹⁵⁷.
81. Para efectos de la presente Investigación, esta División considera que no es necesario adoptar una definición precisa de mercado relevante geográfico considerando que lo anterior no afecta las conclusiones del presente Informe. Con

¹⁵¹ Segundo Complemento, pp. 7-9.

¹⁵² TDLC Proposición de recomendación normativa N° 17/2015 sobre servicios asociados al suministro de energía eléctrica Rol ERN N°22-2014 (“**Resolución ERN N°22-2014**”) y FNE, aporte de antecedentes de fecha 22 de enero de 2015, p. 13-14 en Rol ERN N°22-2014.

¹⁵³ Si bien el servicio de apoyo en postes para telecomunicaciones no forma parte del Resolución ERN N°22-2014, los argumentos para declarar mercados separados aplican de igual manera a este servicio.

¹⁵⁴ Resolución ERN N°22-2014, p. 31.

¹⁵⁵ Segundo Complemento, p. 10.

¹⁵⁶ *Ibidem*.

¹⁵⁷ *Ibidem*.

todo, como se expone *infra*, el análisis de competencia realizado por esta División tuvo por objeto determinar si existían traslapes efectivos a partir de la presencia de las Partes en las distintas zonas de concesión.

v. Comercialización de Transformadores y ECM

a. Mercado relevante del producto

82. Las Partes segmentaron el mercado del producto de comercialización minorista de Transformadores y ECM como mercados relevantes separados¹⁵⁸, definiendo cada uno de forma amplia, sin realizar segmentaciones adicionales por tipo de producto¹⁵⁹.
83. En relación al mercado de producto, esta División concuerda en que la comercialización de Transformadores y ECM pueden ser considerados como mercados relevantes de producto separados en razón de que no existe sustitución entre estos productos, sino más bien una relación de complementariedad¹⁶⁰. Adicionalmente, si bien ciertos actores se encuentran presentes en ambos mercados, el número de competidores varía entre dichas categorías de producto.
84. En relación a posibles segmentaciones, los antecedentes de la Investigación indican que el grado de sustitución desde el lado de la demanda entre distintos tipos de Transformadores y ECM sería limitado¹⁶¹. Sin perjuicio de lo anterior, empresas fabricantes mencionaron que la elaboración de los distintos tipos de productos sería llevada a cabo con los mismos insumos y que sería posible destinar la producción hacia un tipo particular de producto frente a un aumento de demanda¹⁶². Considerando lo anterior, el análisis del presente Informe se realizará considerando a los Transformadores y ECM como un mercado relevante distinto para cada categoría.

b. Mercado relevante geográfico

85. En relación al mercado geográfico, las Partes señalan que éste tendría alcance nacional¹⁶³. Conforme a los antecedentes tenidos a la vista, esta División estima que una definición nacional sería adecuada atendida la importancia del *stock* y de los servicios complementarios para competir. En efecto, los principales actores del mercado cuentan con sucursales en el país¹⁶⁴. Por otro lado, se observa que algunos clientes podrían importar de manera directa Transformadores atendido su tamaño, lo que sería el caso de las empresas distribuidoras¹⁶⁵.
86. Sin perjuicio de lo anterior, esta División considera que no es necesario adoptar una definición estricta de mercado relevante del producto ni geográfico dado que las conclusiones del presente Informe no varían en los diversos escenarios evaluados.

¹⁵⁸ Primer Complemento, p. 14.

¹⁵⁹ Primer Complemento, pp. 15 y 25. Adicionalmente, declaraciones de comercializadores de Transformadores y ECM. **Nota confidencial [19]**.

¹⁶⁰ Repuestas a Oficio Cir. N°009 y declaraciones de actores de la industria. **Nota confidencial [20]**.

¹⁶¹ Declaraciones de actores de la industria. **Nota confidencial [21]**.

¹⁶² Declaración de actores de la industria. **Nota confidencial [22]**.

¹⁶³ Notificación, p. 31. Primer Complemento, p. 26.

¹⁶⁴ Respuestas a Oficio Cir. N°009.

¹⁶⁵ Declaraciones de actores de la industria. **Nota confidencial [23]**.

En igual sentido, respuesta a Oficio Cir. N°009.

IV. ANÁLISIS DE COMPETENCIA

i. Cuestión previa

87. Resulta de la máxima relevancia señalar que los órganos de la administración del Estado, como esta Fiscalía, deben someter su acción a la Constitución y a las normas dictadas conforme a ella, actuando siempre dentro del ámbito de su competencia de conformidad con el principio de legalidad consagrado en los artículos 6° y 7° de la Constitución Política de la República y el artículo 2° de la Ley N°18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.
88. En el caso de esta Fiscalía, el diseño institucional del régimen de control de concentraciones en Chile no le confiere atribuciones para pronunciarse sobre la base de consideraciones de interés nacional o público –tales como consideraciones de estrategia geopolítica, de defensa o seguridad nacional, etc.- distintas de la determinación de si una operación puede resultar apta o no para reducir sustancialmente la competencia¹⁶⁶. Dicho diseño institucional que considera autoridades especializadas única y exclusivamente en conocer materias de libre competencia, es concordante con las prácticas regulatorias sugeridas y existentes a nivel internacional para el control de operaciones de concentración¹⁶⁷.
89. Con todo, esta División recibió opiniones de actores de la industria que manifestaron diversas preocupaciones relativas a materias de interés y seguridad nacional, en sentido amplio, que, a su juicio, conllevaría el perfeccionamiento de la Operación. Dichas consideraciones son ajenas a la defensa de la libre competencia en los mercados, exceden del ámbito de las atribuciones de esta Fiscalía conforme a los artículos 1° y 2° del DL 211¹⁶⁸ y tampoco forman parte del estándar legal de revisión aplicable a las operaciones de concentración según su Título IV. En razón de ello, no corresponde a la Fiscalía efectuar un análisis sobre su mérito y plausibilidad.
90. Por consiguiente, y tal como en todas las demás operaciones de concentración que ha revisado y está revisando la Fiscalía, la Investigación efectuada por esta División se enmarcó única y exclusivamente en el ámbito de su mandato general de promover y defender la competencia en los mercados y, más específicamente, en las disposiciones del Título IV del DL 211, y sólo en dicho mérito se evaluó si la Operación

¹⁶⁶ Ello es concordante con las prácticas sugeridas por la OCDE (de general implementación en sus países miembros, como Chile) y la *International Competition Network*, organismo internacional que agrupa a las diversas agencias de competencia en el mundo, de la cual la FNE y el TDLC son parte. En estos foros se ha sostenido que no resulta recomendable integrar controles de competencia con controles de interés nacional, en tanto el análisis a ser efectuado varía considerablemente, mezclándose con aspectos políticos que no debieran ser relevantes en un análisis técnico enmarcado en la regulación de competencia.

En este sentido, véase: OECD (2016). *Public interest considerations in merger control. Working Party N° 3 on Co-operation and Enforcement*. Disponible en: <[https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP3\(2016\)3/en/pdf](https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP3(2016)3/en/pdf)> [última visita: 31.03.21].

¹⁶⁷ Así, los diseños institucionales de autoridades comparadas como *Bundeskartellamt* de Alemania y *Competition and Markets Authority* (CMA) de Reino Unido, restringen el ámbito de acción de tales agencias a materias de libre competencia, sin perjuicio de existir mecanismos para que otras autoridades ponderen intereses distintos.

En este sentido, y a diferencia de lo que ocurre en el sistema chileno, el control de operaciones de concentración de la *Bundeskartellamt* de Alemania admite la posibilidad de intervención del Ministerio de Economía de dicho país para velar por materias relacionadas al interés público; por otro lado, la *Competition and Markets Authority* (CMA) de Reino Unido, efectúa un análisis económico basado en consideraciones de libre competencia que se preocupan principalmente de una eventual reducción sustancial de la competencia, con todo, dicho análisis puede también involucrar a la *Office of Secretary of State*, en base a consideraciones de interés público que se encuentran reguladas en la *Enterprise Act* de 2002.

Véase, asimismo, Informe de la Fiscalía Nacional Económica sobre la adquisición de Tianqi Lithium Corporation de una participación minoritaria en SQM, pág. 31. En el marco del Acuerdo Extrajudicial propuesto al TDLC por la FNE y Tianqi Lithium Corporation, Rol AE-16-2018.

¹⁶⁸ Nota confidencial [24].

tenía o no la aptitud para reducir sustancialmente la competencia en los mercados en los cuales las Partes, y sus entidades relacionadas, se encuentran activas en nuestro país.

91. A continuación, se exponen las conclusiones allegadas por esta División a partir de los antecedentes recabados en la Investigación respecto a las relaciones horizontales y verticales que se generarían entre las Partes con ocasión de la Operación en los diversos mercados en los que participan.

ii. Análisis horizontal

a. Riesgo horizontal en comercialización de energía eléctrica

92. Conforme se expuso *supra*, las Partes identifican un traslape horizontal en la actividad de comercialización de energía eléctrica a clientes libres. Lo anterior podría dar lugar a un riesgo horizontal en dicho segmento, en donde participan mayoritariamente entidades generadoras y distribuidoras de energía eléctrica.
93. A continuación, se expone la Tabla N°1 que muestra la energía contratada por clientes libres ubicados dentro de una zona de concesión considerando la totalidad de las áreas geográficas asignadas a concesiones de distribución a nivel nacional.

Tabla N°1: Contratos de suministro de energía a clientes libres ubicados dentro de las zonas de concesión (2019).

Empresa	Energía Contratada MWh (2019)	Participación de mercado
Enel	7.418.258	51%
AES Gener S.A.	1.620.382	11%
Colbún S.A.	1.596.726	11%
Guacolda Energía S.A.	966.622	7%
CGE	605.099	4%
Grupo SGIDL¹⁶⁹	426.040	3%
Duqueco SpA	288.244	2%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	276.903	2%
Engie Energía Chile S.A.	274.369	2%
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	253.128	2%
Acciona Energía Chile Holdings S.A.	137.573	1%
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	109.658	1%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	85.121	1%
Empresas Lipigas S.A.	81.912	1%
Otros	331.642	2%
Total general	14.471.676	100%
Partes	1.031.139	7%
HHI Post Operación	2.992	
ΔHHI	25	

Fuente: Información pública del Coordinador¹⁷⁰.

¹⁶⁹ Comprende la presencia en contratos de suministro de energía a clientes libres dentro de las zonas de concesión de Chilquinta, Tecnored y Pacific Hydro.

¹⁷⁰ Coordinador. Información disponible en: <<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/>> [última visita: 31.03.21].

94. Según se observa, este mercado se encuentra liderado por las empresas del grupo Enel, que en el año 2019 concentraban un 51% del mercado. Durante el mismo año, CGE ocupó el quinto lugar del mercado con una participación menor ascendente a un 4% y el grupo SGIDL, a través de sus relacionadas Chilquinta, Tecnoed y Pacific Hydro ostentaba el sexto lugar, con una participación de mercado ascendente al 3%. A la luz de lo anterior, de perfeccionarse la Operación, la entidad concentrada ocuparía el cuarto lugar en términos de cuota de mercado, tras Enel, AES Gener y Colbún.
95. Un examen estructural del mercado a partir de los resultados de la Tabla N°1 anterior permite concluir que la materialización de la Operación no generaría mayores alteraciones a la configuración de este mercado. En específico se advierte un cambio en el denominado Índice de Herfindhal Hirschman (“HHI”) de 25 puntos, no superando los umbrales establecidos por la Guía para el análisis de operaciones de concentración del año 2012 (“Guía”).
96. Adicionalmente, se observa la presencia de otros actores en el mercado de una entidad tal que podrían disciplinar competitivamente a la entidad resultante de la Operación, de modo que se descarta que la Operación sea apta para reducir sustancialmente la competencia a raíz de un riesgo horizontal en la comercialización de energía eléctrica a clientes libres dentro de zonas de concesión.
97. Cabe señalar que, de forma adicional al cálculo precedente, esta División analizó la participación de las Partes en sus propias zonas de concesión. A este respecto, la Investigación da cuenta que CGE no contaría con contratos de venta de energía en zonas de concesión pertenecientes a entidades del grupo SGIDL. Con respecto a las zonas de concesión de CGE, las entidades del grupo SGIDL mantendrían vigentes seis contratos de venta de energía con clientes, participando con un 2% de la energía suministrada en dichas zonas.

Tabla N°2: Contratos de suministro de energía a clientes libres ubicados dentro de las zonas de concesión de CGE (2019).

Empresa	Energía Contratada (2019)	Participación de mercado
Enel	1.230.309	27%
Colbún S.A.	932.253	21%
Aes Gener S.A.	695.846	15%
CGE	595.599	13%
Guacolda Energía S.A.	533.423	12%
Engie Energía Chile S.A.	126.829	3%
Acciona Energía Chile Holdings S.A.	125.613	3%
Grupo SGIDL¹⁷¹	73.000	2%
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	68.901	2%
Empresas Lipigas S.A.	34.880	1%
Otros actores	92.298	2%
Total	4.508.950	100%
Partes	668.599	15%

¹⁷¹ Comprendiendo contratos de suministro de energía a clientes libres ubicados dentro de las zonas de concesión de CGE por parte de Chilquinta y Tecnoed.

HHI Post	1.789
ΔHHI	43

Fuente: Información pública del Coordinador¹⁷².

98. Tal como se exhibe en la Tabla N°2 anterior, el perfeccionamiento de la Operación generaría un cambio menor en la estructura del mercado y la concentración que implica la Operación queda asimismo por debajo de los umbrales establecidos en la Guía.

99. Por consiguiente, a la luz de lo expuesto en esta sección resulta posible a esta División descartar que la Operación sea apta para reducir sustancialmente a la competencia a raíz de un riesgo horizontal en la comercialización de energía eléctrica a clientes libres dentro de las zonas de concesión operadas actualmente por las Partes.

b. Riesgo horizontal en transmisión eléctrica

100. Considerando que las Partes cuentan con activos de transmisión zonal y dedicada, esta División analizó si existe un riesgo de carácter horizontal asociado a estas líneas de transmisión, considerándolas como categorías distintas. Asimismo, se examinó si la Operación era apta para reducir sustancialmente la competencia en el mercado de licitaciones de nuevas líneas de transmisión.

1. Líneas de transmisión zonal

101. Según señala el Coordinador, cada segmento de transmisión posee características de monopolio natural, razón por la cual es un mercado sujeto a regulación¹⁷³. Específicamente en el segmento de transmisión zonal, atendido que las variables que inciden en el proceso competitivo se encuentran constreñidas por la regulación sectorial, el análisis de competencia debe efectuarse necesariamente a la luz de la normativa aplicable.

102. Dicho sistema regulatorio permite, adicionalmente, que las inversiones en costos fijos sean económicamente rentables. Al respecto, es la CNE la entidad que diseña y planifica las líneas de transmisión que serán construidas en los diversos sistemas eléctricos con el objeto de garantizar que las instalaciones sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. De esta manera, la regla general es que no existan líneas paralelas que compitan entre sí y, cuando existen, ello obedece a incrementos de demanda, situación que es coordinada por la autoridad sectorial¹⁷⁴.

103. De lo anterior puede advertirse que, en los hechos, la competencia en este segmento se genera *ex-ante* o “por el mercado”, en lugar de darse una competencia “en el mercado”. Lo anterior, toda vez que se observa competencia por parte de las

¹⁷² Coordinador. Información disponible en: <<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/>> [última visita: 31.03.21].

¹⁷³ Véase en este sentido Coordinador (2019). Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico en Chile, p. 19. Disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/03/Informe-Monitoreo-Competencia-CEN-2019.pdf> [última revisión 31-03-2021].

¹⁷⁴ Artículo 87 letra d) LGSE.

empresas de transmisión por las licitaciones de nuevos proyectos¹⁷⁵⁻¹⁷⁶, proceso que opera sobre reglas del juego determinadas por la autoridad sectorial¹⁷⁷.

104. Al respecto, cabe señalar que la concentración en el número de actores presentes en transmisión derivada de la Operación no afectaría los proyectos de nuevas redes de transmisión informados por el Coordinador para efectos de su planificación y diseño por parte de la CNE. En efecto, dicho órgano licita las nuevas obras a través de procesos públicos y abiertos a actores internacionales¹⁷⁸, sin que las Partes puedan alterar su desenvolvimiento.
105. Adicionalmente, para efectos de evaluar la señalada dinámica competitiva, esta División revisó los procesos de licitación ejecutados y publicados por el Coordinador entre 2017 y 2019¹⁷⁹. Al respecto, se pudo constatar que CGE [*]¹⁸⁰⁻¹⁸¹⁻¹⁸². Asimismo, según documentos internos¹⁸³ [*]. Conforme a información pública disponible, ni SGIDL ni sus relacionadas participaron en el proceso de licitación de estos proyectos¹⁸⁴[26]. Ello es indicativo de que no existiría una especial cercanía competitiva de las Partes en la competencia *por el mercado* de transmisión eléctrica¹⁸⁵.
106. En coherencia con otros análisis de esta Fiscalía¹⁸⁶ y desde una perspectiva conservadora, esta División realizó una evaluación estructural del mercado para efectos de ilustrar la presencia de las Partes en este segmento. Así, la Tabla N°3 a continuación muestra las participaciones de mercado del año 2020 medidas por VATT. Según se observa, CGE es el principal actor en este segmento con un █%, seguido por Transelec y el grupo Enel. Los agentes económicos relacionados a SGIDL alcanzan conjuntamente un total de █% de participación, ocupando el cuarto lugar en términos de cuota de mercado. Se trataría de un mercado altamente

¹⁷⁵ Informe F219-2019, p. 58.

¹⁷⁶ En cuanto a las ampliaciones de las redes existentes cabe indicar que la construcción de dichas redes es objeto de procesos de licitación en los que participan principalmente empresas constructoras. Por otro lado, la operación de dichas ampliaciones corresponde a la transmisora que es titular de la concesión a la que dicha ampliación accede. Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°233 de fecha 26 de febrero del año 2021, y declaración de Juan Carlos Araneda, Ximena Andrade y Paulo Oyanedel, por parte del Coordinador, de fecha 11 de marzo de 2021.

¹⁷⁷ Artículos 87 letra c) LGSE.

¹⁷⁸ Artículo 91 y ss. LGSE.

¹⁷⁹ Al respecto, cabe señalar que durante el proceso de licitación de obras nuevas de transmisión realizado el año 2017 un 18% de los postulantes correspondió a agentes económicos que no estaban presentes en el mercado de transmisión. Para el año 2019, dicho porcentaje correspondió a un 11%. Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°233 de fecha 26 de febrero del año 2021.

¹⁸⁰ Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°233 de fecha 26 de febrero del año 2021. En el mismo sentido, Notificación, p. 39.

¹⁸¹ **Nota confidencial [25].**

¹⁸² El análisis de participación de las partes de una operación de concentración en licitaciones para medir cercanía competitiva ha sido llevado a cabo previamente por esta División. Al respecto véase “Notificación de operación de concentración entre Atlantia SpA y Abertis Infraestructuras S.A.”, Rol FNE F87-2017; “Operación de concentración consistente en la combinación del negocio de movilidad de Siemens y Alstom”, Rol FNE F134-2018; “Notificación de operación de concentración entre Atlantia SpA, ACS, Actividades de Construcción y Servicios S.A., y Hochtief A.G. y Abertis Infraestructura S.A.”, Rol F137-2018; Informe F219-2019, entre otros.

¹⁸³ Documento interno denominado “*Licitación de obras nuevas de transmisión nacional- febrero 2018*”. Respuesta de CGE Oficio Ord. N°229 de fecha 26 de febrero del año 2021.

¹⁸⁴ Respuesta de SGIDL a Oficio Ord. N°231 de fecha 26 de febrero del año 2021.

¹⁸⁵ En efecto, el perfil de inversiones de SGIDL y de CGE en nuevas obras de transmisión sería distinta.

Nota confidencial [27].

¹⁸⁶ Véase en este sentido, “Adquisición TerraForm y otros por Orion US Holdings 1 LP”, Rol F91-2017; “Adquisición de Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. por parte de Chilquinta Energía S.A.”, Rol F154-2018; e Informe F219-2019.

concentrado y la Operación generaría un cambio en el HHI de 712 puntos, superando así los umbrales establecidos por la Guía.

Tabla N°3: Valor Anual de Transmisión por Tramo y participación de mercado en líneas zonales por empresa (2020) [28].

Empresa	VATT 2020	Participación de mercado
CGE	[*]	[30-40]%
Transelec	[*]	[20-30]%
Grupo Enel	[*]	[20-30]%
SGIDL ¹⁸⁷	[*]	[10-20]%
STS	[*]	[10-20]%
Engie	[*]	[0-10]%
Colbún Transmisión	[*]	[0-10]%
Otros	[*]	[0-10]%
Total	[*]	100%
Partes	[*]	[40-50]%
HHI Post Operación		2.853
ΔHHI		712
MHHI Post Operación		3.565
ΔMHHI ¹⁸⁸		711

Fuente: Coordinador¹⁸⁹.

107. Adicionalmente, considerando la participación minoritaria que mantiene en Transelec el grupo SASAC –controlador de SGIDL–, se debe evaluar el posible cambio de incentivos generados por la Operación. Para tales efectos, esta División ha utilizado el HHI modificado (“**MHHI**”) que contempla los intereses cruzados de los actores del mercado. Según esta medida, la concentración en el mercado con posterioridad a la Operación aumentaría en 711 puntos y el MHHI alcanzaría 3.565 puntos¹⁹⁰.
108. A la luz de lo anterior resulta procedente determinar si la Operación alteraría los incentivos y le otorgaría o incrementaría la habilidad a las Partes para afectar variables relevantes para competir, según el ámbito de acción que les confiere la regulación sectorial¹⁹¹. Lo anterior a fin de examinar si, desde una perspectiva de

¹⁸⁷ Comprende la presencia en líneas de transmisión zonal de Chilquinta, CTNG Litoral, Luzlinares, Luzparral y Transemel.

¹⁸⁸ El Índice de Herfindahl-Hirschman Modificado, desarrollado en detalle en O'Brien, D. P., & Salop, S. C. (1999). “*Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control*”. Antitrust LJ, 67, 559; corresponde, al igual que el Índice de Herfindahl-Hirschman, al valor de equilibrio del producto entre la elasticidad de la demanda y el margen porcentual promedio ponderado del mercado. La diferencia se encuentra en que el segundo asume competencia en cantidades de entidades independientes, mientras que el primero considera la posibilidad de que dichas entidades posean vínculos de interdependencia en la forma de interés financieros o la posibilidad de ejercer control o influencia decisiva. La fórmula para calcular el $MHHI = \sum_k \sum_j (\sum_i \gamma_{ij} \beta_{ik} / \sum_i \gamma_{ij} \beta_{ij}) s_k s_j$ donde j y k son subíndices de empresa e i es un subíndice de accionista, s_j y s_k son las participaciones de mercado de las empresas j y k respectivamente, γ_{ij} es el grado de control o influencia que el accionista i posee sobre la empresa j y β_{ij} y β_{ik} corresponden al interés financiero o la participación accionaria del accionista i sobre las empresas j y k respectivamente.

¹⁸⁹ Respuesta a Oficio Ord N°233 de fecha 18 de febrero del año 2021.

¹⁹⁰ De esta manera, el MHHI evalúa cómo cambia la estructura de mercado incorporando los intereses o participaciones minoritarias que una entidad resultante de la operación mantiene en rivales. Así, siempre que existan mercados donde se adviertan participaciones minoritarias entre incumbentes, el nivel de concentración de mercado medido por el MHHI será superior que el nivel medido por el HHI.

¹⁹¹ Guía, p. 13.

competencia, la normativa aplicable sería capaz de constreñir a la entidad regulada o bien, si incrementa o le confiere algún grado de autonomía para afectar dichas variables y la competencia¹⁹².

109. Según lo que se indicó *supra*, dado que en el sistema de transmisión se observan características de monopolio natural que justifican una intervención regulatoria de sus variables de competencia, el cálculo de participaciones de mercado y de concentración puede no reflejar de forma precisa el escenario competitivo de dicho segmento. En particular, una mayor concentración de mercado no necesariamente representa un buen indicador de un potencial cambio en los incentivos de las Partes a incurrir en prácticas unilaterales con fines anticompetitivos. Dichos incentivos, en este caso, no deberían verse modificados con ocasión de la Operación debido a que, según se expuso, la regla general es que no existan líneas paralelas que compitan entre sí.
110. Por su parte, según se detalla en los párrafos siguientes, aún en caso de mayores incentivos, la existencia de regulación en este segmento restringiría la capacidad o habilidad de las Partes para abusar de su poder de mercado, lo cual es consistente con la posición del Coordinador –respecto de ciertas variables relevantes¹⁹³– y de las Partes en la Notificación¹⁹⁴.
111. En específico, en cuanto al acceso a las instalaciones de transmisión, la LGSE garantiza el acceso abierto y no discriminatorio a dichas instalaciones para sus distintos usuarios. Asimismo, en caso de verificarse alguna limitación, la LGSE requiere que se efectúen los acondicionamientos que permitan la conexión del solicitante en aras de una óptima y segura operación del sistema¹⁹⁵.
112. Asimismo, la remuneración que reciben las empresas transmisoras por líneas de transmisión zonales y nacionales se encuentra regulada por la normativa sectorial. En particular, el VATT¹⁹⁶ de los sistemas nacionales, zonales y polos de desarrollo

¹⁹² En efecto, en el marco del análisis de operaciones de concentración, resulta necesario tomar en consideración la regulación sectorial y las limitaciones que impone en los actores que participan en los mercados regulados. De esta manera, la intervención de las autoridades de competencia podría no ser requerida si la regulación es suficientemente comprensiva para prevenir los riesgos a la competencia derivados de una operación de concentración que ocurre en un mercado regulado. Así lo ha reconocido la jurisprudencia de la Comisión Europea en los casos M.5148 – *Deutsche Telekom / OTE*, § 26, 89 y 115; M.4947 – *Vodafone / Tele2 Italy / Tele2 Spain*, § 22-27; M.4748 – *T-Mobile / Orange Netherlands*, § 49.

En línea con lo anterior, la Comisión Europea ha aceptado medidas de mitigación para operaciones de concentración acaecidas en mercados regulados sólo cuando la normativa sectorial no resultaba adecuada para mitigar los riesgos a la competencia. Véase M. 1439 – *Telia / Telenor* y M.2803 – *Telia / Sonera*.

Así, según consta en OECD (2011), Policy Roundtables: Regulated Conduct Defense, p. 50: “*La ‘excepción de conducta regulada’ ha sido utilizada como defensa en operaciones de concentración indicando que las entidades concentradas, aun si obtienen poder de mercado producto de la operación, no podrían dañar la competencia debido a que las regulaciones de acceso o de precios restringen la habilidad de ejercer poder de mercado*”. Traducción libre, en original: “*The regulated conduct defence is sometimes used as a defence in merger cases on the basis that merged companies, even if they gained market power, would not be able to harm others due to access or price regulations, that constrain the ability to exercise market power*”. Disponible en: <<http://www.oecd.org/regreform/sectors/48606639.pdf>> [última revisión 31-03-2021].

¹⁹³ Coordinador (2019), Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico en Chile. Op. Cit. p. 30, indica que la transmisión “(...) es un segmento del mercado eléctrico nacional que, por sus características de monopolio natural, se encuentra regulado, de modo que un abuso de posición dominante no podría ocurrir mediante las tarifas cobradas a clientes regulados”.

¹⁹⁴ Lo anterior está en línea con lo declarado por las Partes en la Notificación, p. 12.

¹⁹⁵ Artículos 79 y 80 LGSE. Resolución exenta N°154 de la CNE del año 2017 que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la LGSE y modificaciones.

¹⁹⁶ Véase Sección II.ii.

utilizado por clientes sometidos a regulación de precios es determinado por la CNE cada cuatro años¹⁹⁷.

113. Por su parte, el mantenimiento y estándar de calidad que deben cumplir las líneas de transmisión se encuentra establecido en la LGSE¹⁹⁸ y en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio de la CNE del año 2020¹⁹⁹. Con todo, las características de monopolio natural de las líneas de transmisión hacen que los actores que participan en este segmento no compitan por calidad de servicio.
114. Adicionalmente, esta División pudo corroborar que las autoridades sectoriales efectúan un *enforcement* de la regulación vigente relativo a las variables de competencia del segmento en análisis²⁰⁰.
115. A la luz de lo expuesto es posible concluir que la dinámica competitiva del segmento de transmisión zonal se estructura sobre la base de una rivalidad *por el mercado*, respecto de licitaciones de nuevos proyectos, donde las Partes además no se observan especialmente cercanas. Por otro lado, atendidas las características de monopolio natural del segmento, la Operación no generaría un cambio en los incentivos de las Partes a incurrir en conductas unilaterales y, además, las principales variables de competencia que inciden en el proceso competitivo se encuentran reguladas. Lo anterior permite concluir, razonablemente, que la Operación no confiere ni incrementa la habilidad de las Partes para reducir sustancialmente la competencia en el mercado de transmisión zonal²⁰¹.

¹⁹⁷ Artículo 102 y ss. LGSE. En igual sentido, véase Informe F219-2019, pp. 8 y 9.

¹⁹⁸ Artículo 74, 77, 80 LGSE.

¹⁹⁹ Dicha normativa establece exigencias mínimas para el diseño de instalaciones (requerimientos de control de tensión y reserva de potencia, sistemas de protecciones eléctrica, mecanismos de bloqueo, sistemas de protección multitárea, entre otros); interconexión y modificación de instalaciones; sistemas de instalación y comunicación (equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación y monitoreo, sistemas de información en tiempo real y control, entre otros); y exigencias para estándares de seguridad y calidad para todas las condiciones de operación (en estado norma, de alerta y de emergencia, incluyendo márgenes de estabilidad y seguridad, índices de indisponibilidad, desempeño de frecuencia y tensión, entre otros); además de disponer de estudios para la programación, gestión, habilitación y monitoreo de seguridad y calidad del servicio a realizar por el Coordinador. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio para sistemas de transmisión de la CNE del año 2020, disponible en: <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>> [última revisión 31-03-2021].

²⁰⁰ Durante el año 2019 el Panel de Expertos emitió 224 dictámenes y resolvió 1512 disputas regulatorias. En particular, dicho órgano emitió 44 dictámenes relacionados a la aplicación de normas en el segmento de transmisión, comprendiendo materias relacionadas al plan de expansión, pagos de peajes, calificación de las líneas, acceso abierto, entre otras. Panel de Expertos. Informe de actividades de 2019, pp. 22 y ss. Disponible en: <<https://www.panelexpertos.cl/wp-content/uploads/2020/04/Informe-de-Actividades-2019.pdf>> [última revisión 31-03-2021].

Adicionalmente, tanto las autoridades sectoriales como en los privados cuentan con legitimación activa en los procedimientos iniciados ante el Panel de Expertos. Véase Art. 31 del Decreto Supremo N° 44 del Ministerio de Energía del año 2017 que "Aprueba Reglamento del Panel de Expertos Establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, Deroga el Decreto Supremo N° 181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que indica".

Por otro lado, la SEC cuenta con potestades sancionatorias consagradas en el Art. 3 N°12 de la Ley N°18.410 que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Dichas sanciones, además, pueden ser objeto de revisión judicial, véase artículo 19 del mismo cuerpo normativo. De esta manera, cabe señalar que durante el año 2019 la SEC impuso 624 sanciones a empresas de electricidad. Véase Anuario SEC 2019, disponible en: <<https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/04/Anuario-SEC-2019.pdf>> [última revisión 31-03-2021]. Asimismo, declaración de Cristián Illanes, Juan Carlos Lagos, Pablo Hermosilla, Sebastián Leyton y Mario Campos en su calidad de funcionarios de la SEC de fecha 12 de marzo de 2021.

Al respecto, resulta ilustrativo que la Comisión Europea, en decisiones de aprobación pura y simple de operaciones de concentración en mercados sujetos a regulación sectorial, ha considerado la existencia de regulación sectorial suficiente para prevenir que eventualmente se materialicen efectos en las variables competitivas relevantes producto del perfeccionamiento de una operación de concentración. Al respecto, ver casos M.4947, *Vodafone/Tele2 Italy/Tele2 Spain*, §22-27 y M.5148, *Deutsche Telekom/OTE*, §26, 89 y 115.

2. Líneas de transmisión dedicadas

116. Con respecto a las líneas de transmisión dedicadas, en abstracto, una eventual concentración podría limitar las opciones de conexión de un nuevo actor en el sistema²⁰², tomando especial relevancia la ubicación geográfica de las líneas dedicadas y las opciones que tienen sus respectivos clientes para inyectar o consumir energía. Esto último, teniendo presente que un actor que decida conectarse en un punto de una línea de distribución toma la decisión considerando la alternativa que permita minimizar sus costos, siendo la disponibilidad de capacidad en líneas de transmisión sólo un aspecto a ser evaluado en dicha decisión²⁰³.
117. A este respecto, los antecedentes de la Investigación dan cuenta que las Partes superponen geográficamente sus líneas de transmisión dedicadas en la Región de Antofagasta. En efecto, CGE cuenta con la línea “Valle de los Vientos–Calama” ubicada en la comuna de Calama, mientras que SGIDL cuenta con intereses en la línea de Transemel “Uribe–Esmeralda”, ubicada en la comuna de Antofagasta²⁰⁴.
118. A pesar de la coincidencia geográfica de las líneas dedicadas de las Partes, estas líneas no son paralelas, se encuentran ubicadas en distintas localidades dentro de la Región de Antofagasta y, por tanto, no son sustitutas cercanas entre sí. Adicionalmente, según muestra la Imagen N°1, entre las líneas de las Partes se advierte una distancia de aproximadamente 180 kilómetros, y la presencia de diversas líneas de conexión pertenecientes a otros actores del mercado²⁰⁵. Según informó el Coordinador a la Investigación, todas las líneas de transmisión cercanas geográficamente a las de las Partes son igualmente alternativas, en la medida que cuenten con capacidad técnica disponible²⁰⁶.

²⁰² Sin embargo, cabe señalar que las líneas paralelas con capacidad técnica disponible son escasas en el SEN debido a su alto costo de construcción y administración que no justifica la inversión si existe otra línea paralela y con capacidad técnica disponible.

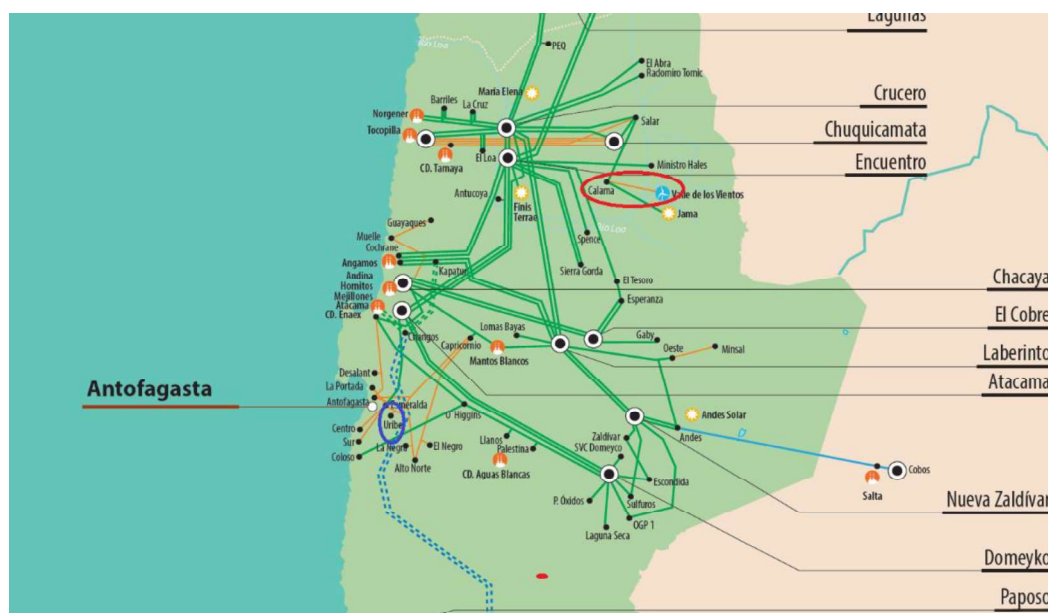
²⁰³ Declaración de generadores de energía solar. **Nota confidencial [29]**. Adicionalmente, cabe señalar que los titulares de líneas dedicadas tienen la obligación de otorgar acceso existiendo capacidad disponible, cuestión que es supervisada y aprobada por el Coordinador. Artículo 72-1 LGSE.

²⁰⁴ Según se expone supra, Sección II.ii.

²⁰⁵ Como líneas de Engie Energía Chile S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., AES Gener S.A., Corporación Nacional del Cobre de Chile (Codelco), Planta Solar San Pedro II SpA, entre otros.

²⁰⁶ Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°233 de fecha 26 de febrero del año 2021.

Imagen N°1: Mapa Sistema Eléctrico de Chile²⁰⁷.



Fuente: Coordinador²⁰⁸.

119. En definitiva, las líneas de transmisión dedicadas de Transemel y CGE no serían alternativas cercanas entre sí, por lo que resulta posible para esta División descartar que la Operación diese lugar a riesgos que tengan la aptitud para reducir sustancialmente de la competencia en el segmento dedicado de transmisión eléctrica.

c. Riesgo horizontal en distribución eléctrica

120. Atendido que SGIDL participa del mercado de distribución de energía eléctrica mediante Chilquinta, Litoral, Luzparral, Luzlinares y Casablanca, mientras que CGE directamente y a través de Edelmag, esta División evaluó si la Operación era apta para reducir sustancialmente la competencia en este mercado, analizando una eventual disminución de la presión competitiva en la distribución de energía eléctrica y servicios asociados, y una posible afectación del proceso de tarificación del VAD.

1. Análisis de disminución de presión competitiva en distribución de electricidad y servicios asociados

121. En primer lugar, esta División verificó que la Operación no implicaría una disminución de presión competitiva entre las Partes en el suministro de energía eléctrica y sus servicios asociados. Como se indica *supra*, la distribución eléctrica opera –al igual que el segmento de transmisión– bajo condiciones de monopolio natural dentro de las distintas zonas de concesión, donde las variables competitivas se encuentran sujetas a la regulación y la supervigilancia de las autoridades sectoriales²⁰⁹. Lo anterior

²⁰⁷ En la Imagen N°1, en azul se destaca la línea “Uribe–Esmeralda” de Transemel, en que SGIDL cuenta con intereses; mientras que en rojo se destaca la línea “Valle de los vientos–Calama”, de propiedad de CGE.

²⁰⁸ Mapa de Sistemas (2016), Coordinador. Disponible en: <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2016/11/Mapa-Sistemas-El%C3%A9ctricos-De-Chile_01_01_2017.pdf> [última visita: 31.03.21]. Cabe señalar que si bien el mapa que muestra la Imagen N°1 no corresponde a un registro actualizado de las líneas de transmisión, las líneas de las Partes a la fecha no han variado.

²⁰⁹ Coordinador (2019), Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico en Chile. Op. Cit. p. 30.

implica que las Partes no compiten entre sí, atendida la delimitación geográfica de las áreas de concesión.

122. Sin embargo, existiría una limitada superposición geográfica entre las concesiones de las Partes²¹⁰. Ello tiene por efecto que el cliente podría eventualmente elegir a que empresa distribuidora conectarse y, al hacerlo, se regiría por todas las condiciones preestablecidas en la regulación sectorial aplicable a otros clientes regulados.
123. A este respecto, es posible sostener que los clientes que se encuentran en estas áreas geográficas no se verían afectados a raíz de la Operación, toda vez que según se expuso *supra*, el acceso a la red, los estándares de calidad de servicio y la tarifa de distribución se encuentran sujetos a regulación sectorial²¹¹.
124. Adicionalmente, fue posible observar que existiría *enforcement* de la regulación por parte de la autoridad sectorial relativo a las variables de competencia del segmento en análisis, toda vez la SEC fiscalizaría el cumplimiento de los estándares de calidad exigidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicio²¹², y asimismo, se advierte la existencia de procedimientos sancionatorios²¹³ e intervención del Panel de Expertos²¹⁴.

2. Análisis de eventuales efectos en el proceso de tarificación del VAD

125. Adicionalmente, esta División analizó si la Operación podía tener efectos en el mercado analizado por la autoridad sectorial al momento del proceso de tarificación del VAD²¹⁵, en tanto se vería disminuido el número de agentes económicos independientes que forman parte de un determinado segmento que informan sus costos, pudiendo afectarse con ello la tarifa calculada por la autoridad que, en último término, constituye el precio pagado por los consumidores finales.
126. Como se señala *supra*, el VAD representa el costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo operando en el país, eficiente en su gestión y política de inversiones. Este valor es determinado por el Ministerio de Energía previo informe de la CNE, y se construye en base a un estudio de costos encargado por esta autoridad sectorial a una empresa consultora²¹⁶.
127. Así, el cálculo del VAD comienza con la clasificación de las empresas de distribución eléctrica en las denominadas áreas típicas de distribución (“**ATD**”), agrupando a

²¹⁰ Los grupos empresariales de SGIDL y CGE cuentan con áreas de concesión superpuestas en las regiones de Valparaíso, Maule, Ñuble y un sector en la comuna de Curacaví. Notificación, p. 16; Segundo Complemento, p. 13.

²¹¹ Véase Sección II.iii. del Informe.

²¹² En este sentido, la SEC realiza un ranking que evalúa la calidad de servicio prestado por las diversas distribuidoras a nivel nacional, comprendiendo aspectos relativos a la continuidad de servicio, la experiencia de los usuarios mediante la aplicación de una encuesta y los reclamos efectuados. Respuesta de SEC a Oficio Ord. N° 0234, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

²¹³ En ese sentido, declaración de Cristián Illanes, Juan Carlos Lagos, Pablo Hermosilla, Sebastián Leyton y Mario Campos en su calidad de funcionarios de la SEC de fecha 12 de marzo de 2021; y respuesta de SEC a Oficio Ord. N° 0234, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

²¹⁴ Esta División pudo corroborar que durante el año 2019 el Panel de Expertos emitió 55 dictámenes y resolvió 353 disputas relacionadas a la aplicación de normas en el segmento de distribución eléctrica, comprendiendo materias relacionadas a costos declarados y estimación del VNR. Panel de Expertos. Informe de actividades de 2019, pp. 22 y ss. Disponible en: <<https://www.panelexpertos.cl/wp-content/uploads/2020/04/Informe-de-Actividades-2019.pdf>> [última revisión 31-03-2021].

²¹⁵ Como fue señalado *supra*, la tarifa pagada por el cliente final en la distribución de energía se compone de la suma del precio nudo de generación, los peajes de transmisión y el VAD.

²¹⁶ Según consta en la Ley N° 21.194 del año 2019, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, entre otras.

empresas en base a sus similitudes en costos y operación²¹⁷, las que serán representadas por una empresa modelo²¹⁸⁻²¹⁹. Luego, se selecciona a la empresa de referencia entre las empresas que conforman una ATD, la que es utilizada como base para construir la empresa modelo en dicha área²²⁰.

128. Luego, se calcula el VAD para cada empresa modelo para obtener una rentabilidad de entre un 6% y 8% sobre el valor nuevo de reemplazo de los activos (“VNR”)²²¹ y se aplica el VAD de la ATD correspondiente a cada empresa real. Posteriormente se realiza un chequeo de rentabilidad a nivel de industria para obtener una rentabilidad después de impuestos de entre 6% y 8% sobre el VNR. Finalmente, se fijan las tarifas para cada empresa de distribución.
129. Cabe mencionar que, en específico, CGE tiene presencia en la ATD N° 4 en forma directa y en la ATD N° 2 a través de Edelmag. Por su lado, SGIDL se encuentra presente en las ATD N° 2 (Litoral), ATD N° 3 (Chilquinta), ATD N° 5 (Energía de Casablanca) y N° ATD 6 (Luzparral y Luzlinares). De esta manera, las Partes coinciden únicamente en la ATD N° 2 la que estaría constituida por las empresas Edelmag y Litoral.
130. En la práctica, una operación de concentración entre empresas distribuidoras no necesariamente afectaría la información aportada por éstas al cálculo del VAD²²²⁻²²³. No obstante lo anterior, esta División evaluó si la Operación podría acrecentar asimetrías de información entre la CNE y empresas distribuidoras en la determinación del VAD, mediante una reducción del número de agentes económicos independientes que están activos en el mercado en cuestión, y que aportan antecedentes de sus características y costos reales, los cuales son utilizados por la autoridad para diseñar la empresa modelo y obtener *benchmarks* de costos. De esta manera, es necesario considerar que en el escenario posterior a la Operación, los intereses de las empresas pertenecientes a la entidad fusionada se encontrarían alineados, pudiendo empeorar la asimetría de información entre éstas y la CNE y generar, en último término, un aumento de precios derivado de la Operación.
131. Así, la información que es utilizada por la CNE para el cálculo del VAD se puede clasificar en dos categorías: (i) información de líneas; e (ii) información de costos de

²¹⁷ Documento “Metodología y definición de las áreas típicas de distribución” del “Proceso fijación tarifaria del valor agregado de distribución, cuatrienio noviembre 2020 - 2024, y fijación de precios de los servicios asociados al suministros de electricidad distribución”, adjunto a la Resolución Exenta N°40 de la CNE del año 2020 que fija áreas típicas para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución cuatrienio noviembre 2020-2024 y deja sin efecto Resolución Exenta N°805 de la CNE del año 2019.

²¹⁸ Artículo 183 Ley N°21.194.

²¹⁹ En el proceso de determinación del VAD para el periodo 2020-2024 se definieron 12 ATD. El grupo SGIDL está presente en las ATD 2 (Litoral), 3 (Chilquinta y Casablanca) y 6 (Luzlinares y Luzparral). Por su parte CGE estaría presente en las ATD 2 y 4 con Edelmag y CGE respectivamente. Resolución Exenta N°40 de la CNE del año 2020.

²²⁰ La empresa modelo se define como una firma eficiente que provee de forma exclusiva el servicio de distribución. Adicionalmente, se encuentra diseñada para satisfacer de manera óptima la demanda al menor costo posible utilizando tecnología moderna que cumpla los estándares de calidad requeridos. Por último, la empresa modelo es también eficiente en las inversiones que lleva a cabo y en la administración de la empresa. Véase documento “Bases para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución”.

²²¹ Véase artículo 193 de la Ley N°21.194.

²²² Considerando que en el cálculo cada empresa es considerada como una entidad separada, independiente de si pertenece o no a un mismo grupo empresarial y por tanto en virtud de la Operación el número de empresas que aportan información a la CNE y a la SEC no disminuye.

²²³ En efecto, en el marco de la presente Investigación se ha indicado que los procesos de integración operacional podrían tomar un tiempo razonable, considerando la necesidad de contar con información completa de la entidad que está siendo adquirida. **Nota confidencial [30]**.

los activos²²⁴. Con todo, según se expondrá, la disminución del número de agentes económicos que conllevaría el perfeccionamiento de la Operación, no afectaría la determinación de la empresa modelo.

132. La primera categoría, esto es la información de líneas, es provista principalmente por los agentes económicos de referencia e incluye información relativa a la ubicación de los clientes, puntos de línea de transmisión, límites geográficos donde opera, número de clientes por kilómetro de red y consumo de los clientes, entre otras que permiten diseñar las características de la empresa modelo de cada ATD²²⁵. Esta información es recibida por la CNE en razón de un reporte continuo de las empresas distribuidoras para fines distintos del cálculo del VAD²²⁶, en cumplimiento a la normativa sectorial aplicable²²⁷.
133. De lo expuesto se tiene que la información de líneas corresponde a antecedentes que dicha autoridad sectorial puede verificar sin que existan mayores asimetrías de información. En este sentido, es razonable sostener que las entidades reguladas tendrían entonces los incentivos a informar adecuadamente a la autoridad con la finalidad de recibir la remuneración que corresponda a sus instalaciones.
134. En relación a la segunda categoría de información relativa a los costos de los activos, la autoridad sectorial puede utilizar la información de costos reales aportados por las empresas distribuidoras para efectos de configurar a la empresa modelo²²⁸. Al respecto, pudiera entenderse que la Operación –al disminuir el número de agentes económicos independientes que aportan sus costos al proceso tarifario– podría asimismo disminuir la calidad de la información de costos reales de dichas empresas. Sin embargo, ello no sería efectivo toda vez que el consultor que lleva a cabo el estudio técnico para la determinación del VAD contaría con múltiples fuentes de información para estimar los costos de operación de una empresa modelo teórica y verificar la consistencia de la información del VNR²²⁹. Por consiguiente, no resulta posible atribuirle a la existencia de un menor número de agentes económicos independientes un efecto distorsionador del proceso tarifario²³⁰⁻²³¹.

²²⁴ Declaración de Diego Perales, Martín Osorio y Gabriela Manríquez, en su calidad de funcionarios de la CNE, de fecha 15 de marzo de 2021.

²²⁵ Ibid. En igual sentido, Anexo N°1 de documento “Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución”.

²²⁶ Ibid.

²²⁷ Artículo 120 LGSE y 294 y ss. Reglamento LGSE.

²²⁸ La información de costos usualmente utilizada corresponde a aquella aportada por las empresas de manera cuatrienal a la SEC para el cálculo de la valorización de los activos y para la determinación del VAD. Declaración de Diego Perales, Martín Osorio y Gabriela Manríquez, en su calidad de funcionarios de la CNE, de fecha 15 de marzo de 2021. A su vez, el aporte de información de los concesionarios a la SEC para el cálculo del VNR, a su vez utilizado para la determinación del VAD, se encuentra estipulado en el artículo 195 de la ley N°21.194.

²²⁹ Declaración de Diego Perales, Martín Osorio y Gabriela Manríquez, en su calidad de funcionarios de la CNE, de fecha 15 de marzo de 2021. La empresa consultora que realiza el estudio del VAD puede considerar, como fuentes alternativas a la información de costos aportadas por las empresas, precios extraídos de cotizaciones, licitaciones y compras efectivas llevadas a cabo por las empresas, además de contratar con empresas especialistas en el rubro correspondiente, entre otros.

En el mismo sentido véase sección 6.1.1.1. del documento “Bases para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución” sobre la determinación de los precios unitarios de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo.

²³⁰ Respuesta de autoridad sectorial. **Nota confidencial [31]**.

²³¹ A mayor abundamiento, si existieran efectivamente incentivos por parte de las empresas de distribución eléctrica de sobre reportar costos (artificialmente elevados), estos incentivos no se verían modificados por la Operación. En efecto, al operar las empresas de distribución eléctrica incumbentes como monopolios naturales en áreas de concesiones ya asignadas, no existiría rivalidad entre las mismas en cuanto al reporte de costos para la tarificación del VAD, y por ende, no corresponde ésta a una variable de competencia que pueda ser atribuible como un efecto de una operación de concentración.

135. En definitiva, a la luz de lo señalado en las secciones IV.i.c. N°1 y 2 precedentes, esta División estima que la Operación no sería apta para reducir sustancialmente la competencia en el mercado de distribución eléctrica en Chile.

d. Riesgo horizontal en servicios no regulados asociados a la distribución.

136. Como fue señalado *supra*, los servicios no regulados comprenden una multiplicidad de prestaciones relacionadas a la distribución de energía eléctrica que no se encuentran afectos a regulación tarifaria. Éstos son prestados por las distribuidoras, principalmente dentro de sus respectivas zonas de concesión.

137. Las Partes superponen sus actividades en la prestación de los servicios de: (i) apoyo en postes para antenas de telecomunicación; (ii) traslado de redes; y (iii) construcción de redes eléctricas particulares, por lo que esta División analizó si estos mercados se verían afectados a raíz de la Operación.

138. En primer lugar, con respecto al servicio de *apoyo en postes para antenas de telecomunicación*, las solicitudes llevadas a cabo por una empresa de telecomunicaciones para instalar una antena recaen sobre un poste en particular, siendo el dueño de dicho poste quien lleva a cabo el servicio²³². Respecto a este servicio, las Partes indican que contarían con bajas participaciones de mercado²³³.

139. Sin perjuicio de lo anterior, esta División examinó que las Partes no serían competidoras entre sí en la prestación de este servicio, considerando que éste se presta a solicitud de empresas de telecomunicaciones en aquellos sectores en que se advierte la necesidad de satisfacer requerimientos de telecomunicaciones.

140. En segundo lugar, en relación al servicio de *traslado de redes*, las Partes señalan que no existiría competencia entre ellas toda vez que son las empresas distribuidoras las que prestan el servicio sobre sus propios activos. Considerando que dichos servicios se prestan mientras la red se encuentra en funcionamiento -debiendo cumplir con la obligación de suministro permanente y continuo-, éstos quedan sujetos a regulación, sin que existan terceros dispuestos a asumir el riesgo de interrupción de servicios producto de un traslado que no cumpla con los requerimientos exigidos²³⁴.

141. En el mismo sentido, el TDLC ha señalado que, si bien la normativa comprende que el servicio puede ser prestado ya sea por la empresa distribuidora o por terceros, en la práctica las necesidades de coordinación para evitar cortes de suministro a otros clientes son tan altas que sólo las empresas de distribución eléctrica, que son actuales prestadoras del respectivo suministro de energía eléctrica, ejecutan estas obras²³⁵⁻²³⁶.

²³² Declaración de Iván Quezada y Gonzalo Soto, en su calidad de representantes de CGE, de fecha 17 de marzo de 2021.

²³³ Segundo Complemento, p.8.

²³⁴ Segundo Complemento, p. 8. Asimismo, declaraciones de Iván Quezada en su calidad de gerente general de CGE, y de Gonzalo Soto en su calidad de gerente de administración y seguimiento operativo de la misma entidad, de fecha 17 de marzo de 2021; de Marcelo Luengo en su calidad de subgerente general de Chilquinta, de fecha 17 de marzo de 2021. Adicionalmente, declaraciones de distribuidoras de otros agentes económicos. **Nota confidencial [32]**.

²³⁵ Resolución ERN N°22-2014, p. 34.

²³⁶ Declaración de Cristian Illanes, Juan Carlos Lagos, Pablo Hermosilla, Sebastián Leyton y Mario Campos por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 12 de marzo de 2021.

142. Por último, con respecto al servicio de *construcción de redes particulares*, las empresas distribuidoras eléctricas sólo prestarían sus servicios dentro de sus áreas de concesión²³⁷, lo que fue confirmado por las Partes²³⁸.
143. De tal manera, para esta División fue posible descartar la existencia de riesgos aptos para reducir sustancialmente la competencia en la prestación de los servicios no regulados analizados, al confirmar que los mismos serían prestados únicamente dentro de sus respectivas concesiones de distribución.

e. Riesgo horizontal en comercialización de Transformadores y ECM

144. Al estar activas las Partes en la comercialización de Transformadores y ECM, esta División analizó si la disminución en la presión competitiva entre Tecnored – perteneciente al grupo SGIDL– y Tusan –filial de CGE–, podría generar un alza de precios en la comercialización de estos productos.

1. Comercialización de Transformadores

145. Los clientes de Transformadores se pueden dividir en dos categorías: (i) empresas concesionarias de distribución eléctrica; y (ii) empresas constructoras o de ingeniería. Las principales diferencias entre ambas son la forma de contratar y la escala que puedan alcanzar. De esta forma, las empresas de distribución usualmente compran transformadores a través de licitaciones, pudiendo además importar directamente y mantener *stock* en bodegas propias²³⁹. Por otra parte, la segunda categoría generalmente compra *spot* y dada la cantidad de productos requeridos, compran en el mercado local a fabricantes o comercializadores.
146. En la Tabla N°4 se acompañan las participaciones de mercado de comercializadores calculadas en base a las compras de las distribuidoras distintas de las Partes²⁴⁰. En las columnas cuatro y cinco se excluyen las compras llevadas a cabo por Enel atendido las mayores opciones de abastecimiento con las que cuenta la compañía en contraste con otras distribuidoras²⁴¹, con el objeto de reflejar un escenario más conservador respecto a las posibilidades reales de suministro de clientes en Chile.

Tabla N°4: Participación de mercado de los comercializadores de Transformadores en compras de distribuidoras competidoras de las Partes [33].

Comercializador	Incluye Enel		Excluye Enel	
	Ventas (MM CLP)	Participación	Ventas (MM CLP)	Participación
Toshiba	[*]	[20-30]%	[*]	[0-10]%
Rhona	[*]	[20-30]%	[*]	[20-30]%
OEG Outsourcing Electrical Group	[*]	[20-30]%	[*]	[40-50]%

²³⁷ Declaración de Kadir Ruiz, en su calidad de gerente general de Cooperativa Eléctrica Curicó, de fecha 9 de marzo de 2021; y declaración de Rubén Salinas y Tomás Reyes por parte de Sociedad Ingeniería Eléctrica Mataquito Limitada, de fecha 15 de marzo de 2021.

²³⁸ Declaración de Iván Quezada en su calidad de gerente general de CGE, y de Gonzalo Soto en su calidad de gerente de administración y seguimiento operativo de la misma entidad, de fecha 17 de marzo de 2021; y de Marcelo Luengo en su calidad de subgerente general de Chilquinta, de fecha 17 de marzo de 2021.

²³⁹ Declaración de Pablo Neuweiler Heisen, en su calidad de Gerente General de Rhona S.A., de fecha 23 de febrero de 2021.

²⁴⁰ Para obtener una noción de la importancia relativa de las Partes en el mercado se calculó la participación de mercado de los comercializadores de Transformadores en las compras realizadas por las empresas de distribución eléctrica distintas de aquellas controladas por las Partes. Conforme a la información tenida a la vista, existiría un mayor número de oferentes en el mercado que aquellos oficiados en el marco de la Investigación, compuestos principalmente por terceros que importan Transformadores.

²⁴¹ Respuestas a Oficio Ord. N° 0008-2021 Enel Distribución S.A., de fecha 26 de febrero de 2021.

Getra Distribution SRL	[*]	[10-20]%	[*]	[0-10]%
Tusan	[*]	[0-10]%	[*]	[10-20]%
Schaffner	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
ITB Equipamentos Eléctrico	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
Helvética	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
Tecnored	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
Transformadores MCD	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
SAESA	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%
Otros	[*]	[0-10]%	[*]	[0-10]%

Fuente: Elaboración propia en base a respuesta de distribuidoras a Oficio Cir. Ord. N°008.

147. La Tabla N°4 anterior es ilustrativa en cuanto a que Tecnored no sería un actor importante con respecto a las empresas distribuidoras y, asimismo, muestra que éstas tendrían opciones alternativas de suministro y que existirían actores importantes en el mercado capaces de ejercer presión a las Partes de perfeccionarse la Operación. Todo ello es consistente con lo señalado por las empresas distribuidoras respecto a la opinión de la Operación, quienes no identificaron riesgos para la comercialización de Transformadores en el escenario posterior a su materialización²⁴².
148. Cabe mencionar que los datos expuestos *supra* no necesariamente reflejan las condiciones de competencia que enfrentan otros tipos de clientes, distintos de las empresas distribuidoras –como empresas de ingeniería o constructoras–, cuyas opciones de suministro eventualmente podrían ser más limitadas. Con todo, y según lo indicado por los competidores de las Partes en este segmento, seguirían existiendo opciones alternativas para el suministro que podrían disciplinar competitivamente a las Partes en el escenario posterior a la Operación. De esta forma, Rhona es el principal actor en el mercado²⁴³ y existirían alternativas como los fabricantes CH y Schaffner, y las comercializadoras Aragón y Helvética, entre otros agentes económicos²⁴⁴.
149. Adicionalmente, y según fue señalado por los distintos actores del mercado, los Transformadores de los distintos fabricantes no tendrían diferencias significativas, pudiendo los distintos productos cumplir con los requerimientos técnicos de los clientes²⁴⁵. A la luz de lo anterior, no se advierten mayores costos de cambio para los demandantes, limitándose así la posibilidad de un aumento de precios.
150. Por otra parte, según señalaron distintos comercializadores de Transformadores a la Investigación, no se observan barreras relevantes para su importación²⁴⁶. En efecto, existen diversos orígenes de los productos²⁴⁷, actores cuya participación se centra en la importación de Transformadores²⁴⁸ e incluso fabricantes nacionales [*] que

²⁴² Respuesta de distribuidoras a Oficio Cir. N°008.

²⁴³ Rhona es [REDACTED] proveedor de Tecnored y de forma paralela comercializa transformadores participando en las licitaciones y vendiendo de forma spot a los actores de menor tamaño. Según lo indicado en su respuesta al Oficio Cir. N°009, las ventas a Tecnored representan a un [*]% de sus ventas de Transformadores. **Nota confidencial [34]**.

²⁴⁴ Respuesta de distribuidoras a Oficio Cir. Ord. N°008.

²⁴⁵ Declaración actores de fabricantes y comercializadores de Transformadores. **Nota confidencial [35]**.

²⁴⁶ Declaración actores de fabricantes y comercializadores de Transformadores. **Nota confidencial [36]**. Notificación, p. 48.

²⁴⁷ Los productos importados provienen principalmente desde Colombia, Brasil, España, y países asiáticos. Servicio Nacional de Aduanas, base de importaciones para el año 2020. Respuesta de empresas distribuidoras de energía a Oficio Cir. N°008. Respuestas a Oficio Ord. N° 0008-2021. **Nota confidencial [37]**.

²⁴⁸ Como, por ejemplo, OEG Outsourcing Electrical Group –el actor con mayor participación en la quinta columna de la Tabla N°4– importa los productos comercializados de la marca Magnetron que son fabricados en

complementan su oferta con importación de productos provenientes de China²⁴⁹[38], volumen que representa una parte relevante de sus unidades comercializadas²⁵⁰. Por último, esta División verificó que existe un amplio número de marcas que fueron importadas en el país durante el año 2020, lo que reflejaría la existencia de opciones con las cuales podría ingresar un actor en el mercado de comercialización²⁵¹.

151. Así, si bien tener presencia local podría ser importante en relación con los clientes – por la relevancia de contar con *stock* disponible y capacidad de prestar servicios a los equipos–, un potencial entrante no enfrentaría impedimentos relevantes para ingresar al mercado mediante la importación de productos, por lo que se atenuaría un eventual ejercicio de poder de mercado de las Partes. Adicionalmente, no se observa que se necesiten activos relevantes, *know-how* en la comercialización ni prestación de servicios, ni otros elementos cuya ausencia pudiera erigirse en una barrera a la entrada significativas para la entrada en dicho mercado²⁵².
152. En definitiva, de conformidad a los antecedentes de la Investigación, esta División estima que la Operación no resultaría apta para reducir sustancialmente la competencia en la comercialización de Transformadores en Chile.

2. Comercialización de ECM

153. Esta División calculó las participaciones de mercado y los índices de concentración de la comercialización ECM utilizando la información aportada por los proveedores de este producto en Chile. A diferencia de la comercialización de Transformadores, la venta de ECM proviene de fabricantes en Chile, por lo que el cálculo de participaciones sería comprensivo de la mayor parte de los actores existentes²⁵³. Las participaciones de mercado se presentan en la Tabla N°5.

Colombia. En el mismo sentido, Comercial Helvética comercializa los Transformadores de la marca ABB los cuales provienen de Colombia, Brasil y España. Según el registro del Servicio Nacional de Aduanas, Helvética habría importado [*] unidades de Transformadores el año 2020, lo que correspondería al [*]% de las unidades comercializadas durante ese año. **Nota confidencial [39].**

²⁴⁹ Respuesta de Rhona a Oficio Cir. N°009.

²⁵⁰ De acuerdo a la información del Servicio Nacional de Aduanas, Rhona habría importado [*] unidades de Transformadores durante el año 2020. Según lo informado por Rhona en su respuesta a Oficio Cir. N°009 la empresa habría comercializado [*] Transformadores, por lo que un [*]% de su cartera en el segmento correspondería a productos importados. **Nota confidencial [40].**

²⁵¹ Según el registro de importación del Servicio Nacional de Aduanas para el año 2020, se identificaron 120 marcas diferentes de Transformadores importadas. En la misma línea, en respuesta al Oficio Ord. N°0008-21, una distribuidora mencionó contar con [>100] proveedores alternativos previamente calificados por la empresa. **Nota confidencial [41].** Así, “[empresa] asegura la homogeneidad y conformidad técnica de los productos, mediante especificaciones técnicas cuyo cabal cumplimiento se garantiza a través del procedimiento de evaluación de la conformidad técnica el que, concluido exitosamente por el fabricante, permite que le sea otorgado un certificado que garantiza homogeneidad y cumplimiento de especificaciones para un producto identificado por marca y modelo”.

²⁵² En relación a los activos necesarios para operar un comercializador, actores de la industria consultados indicaron la necesidad de contar con bodegas –las cuales pueden ser arrendadas– y un centro de distribución para despachar productos hacia zonas geográficas donde no cuenta con sucursales.

Adicionalmente, en el caso de Tecnoled, dicha entidad se encarga de la comercialización de los productos

[redacted] o anterior facilita la entrada al no ser necesario conocimiento respecto del mantenimiento de Transformadores. **Nota confidencial [42].**

²⁵³ Las empresas distribuidoras en la información aportada de compras de ECM se indican las marcas Correa, Helvética, Rhona, Schaffner, Transformadores CH y Tusan, todas de fabricación en Chile. En el mismo sentido, SGIDL y Naturgy respectivamente señalaron que no identifican códigos arancelarios para ECM. Respuesta de empresas distribuidoras a Oficio Cir. N°008; respuesta SGIDL a Oficio Ord. N°0231, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021, y respuesta de Naturgy a Oficio Ord. N°0229, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

Tabla N°5: Participación de mercado de comercialización de ECM²⁵⁴ [43].

Proveedor	Ventas (MM CLP)	Participación
Rhona	[*]	[40-50]%
Tecnored	[*]	[20-30]%
Tusan	[*]	[10-20]%
Transformadores CH	[*]	[0-10]%
Schaffner	[*]	[0-10]%
MCD	[*]	[0-10]%
Helvética	[*]	[0-10]%
HHI Pre Operación		2.584
HHI Post Operación		3.187
Cambio		639

Fuente: Elaboración en base a respuesta de comercializadoras de ECM a Oficio Cir. N°009.

154. Como se advierte en la Tabla N°5 anterior, la comercialización de ECM sería un mercado concentrado, donde Tecnored y Tusan serían el segundo y tercer actor en el con una participación de ■% y ■■ respectivamente. De acuerdo a esta definición de mercado, los umbrales de concentración contenidos en la Guía se verían superados en este segmento, donde el HHI post Operación es de 3.187 y el cambio en HHI de 639.
155. Sin perjuicio de lo anterior, analizadas las características y configuración del mercado con detención²⁵⁵, éstas permitirían descartar que la Operación sea apta para reducir sustancialmente la competencia.
156. En primer lugar, existen actores distintos a las Partes que seguirían ejerciendo presión competitiva, como Rhona, el primer actor del mercado de comercialización de ECM.
157. En segundo lugar, al igual que en el caso de Transformadores, los ECM serían productos sin mayor diferenciación²⁵⁶, lo que disminuye los costos de cambio y limita la posibilidad de ejercer poder de mercado frente un aumento de precios, permitiendo a los consumidores cambiar de proveedor sin mayores dificultades. En efecto, y según lo indicado por distribuidoras consultadas, seguirían existiendo opciones alternativas para el suministro que podrían ejercer presión competitiva en el escenario posterior a la Operación, como Rhona, CH, Schaffner, Helvética, MCD entre otros²⁵⁷.
158. Adicionalmente, y relacionado al punto anterior, frente un aumento de precios no se estima que existan limitaciones de capacidad para que la demanda sea absorbida por los competidores de Tusan y Tecnored. Según la información de esta última, de los [*] clientes, el [*]% habría adquirido un solo ECM durante el año 2020 y el [*]% dos o menos²⁵⁸[45], cantidad que podría ser absorbida por otros actores del mercado que

²⁵⁴ Para contabilizar las ventas de Transformadores CH se utilizó la información de compras de ECM realizada a Transformadores CH por parte de empresas de distribución y se utilizó como supuesto que la proporción de ventas de Transformadores CH de ECM que comercializa a empresas distribuidoras es igual al promedio de la proporción de ventas que Rhona, Schaffner, Tecnored y Tusan realizan a este tipo de clientes. Al respecto, respuestas Oficio Cir. N°008.

²⁵⁵ Según provee la Guía, p. 13.

²⁵⁶ Declaración actores de fabricantes y comercializadores de ECM. **Nota confidencial** [44].

²⁵⁷ Respuesta de empresas distribuidoras a Oficio Cir. N°008.

²⁵⁸ Respuesta de SGIDL a Oficio Ord N°231.

podrían destinar sus líneas de producción a la fabricación de ECM en caso de un aumento en los precios de dicho producto²⁵⁹.

159. Asimismo, por parte de los fabricantes, no se observan mayores dificultades para que los incumbentes importen directamente partes y piezas. De perfeccionarse la Operación, dichas posibilidades de importación permitirían agilizar el proceso de producción de ECM para responder a un eventual aumento de precios²⁶⁰.
160. Por último, resulta ilustrativo que las empresas distribuidoras –las cuales tendrían las mismas opciones de suministro que otros tipos de clientes– no levantaron riesgos asociados a la comercialización de ECM al ser consultados por la opinión de la Operación²⁶¹.
161. En definitiva, a la luz de lo expuesto, esta División considera que la Operación no resulta apta para reducir sustancialmente la competencia en la comercialización de ECM en Chile.

iii. Análisis vertical

162. Atendida la presencia de las Partes en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y considerando la regulación sectorial respecto a la integración vertical²⁶², esta División evaluó las relaciones verticales que podrían verificarse a raíz de la Operación. De esta manera, a partir de los antecedentes tenidos a la vista, en lo que sigue se exponen los efectos de la Operación en la relación entre: (i) generación y transmisión; (ii) generación y distribución; y (iii) generación distribuida y distribución²⁶³.
 - a. Relación entre generación y transmisión eléctrica
163. Respecto a la relación vertical existente entre el segmento de generación y transmisión, la Fiscalía ha expuesto con anterioridad la posibilidad de que una operación que involucre ambos segmentos podría generar riesgos de sabotaje. Dichos riesgos consisten en subsidios cruzados entre ambos eslabones e incentivos del transmisor a favorecer a entidades integradas²⁶⁴ y fueron evaluados el marco de la presente Investigación²⁶⁵.

²⁵⁹ Declaración de fabricantes y comercializadores de ECM. **Nota confidencial [46]**.

²⁶⁰ Declaración de fabricante y comercializador de ECM. **Nota confidencial [47]**.

²⁶¹ Respuesta de empresas distribuidoras a Oficio Cir. N°008.

²⁶² El artículo 7 de la LGSE establece limitaciones a la integración vertical. Así, las empresas generadoras pueden participar en el segmento de transmisión de manera limitada a un 8% de participación individual en el valor de inversión total y 40% considerando las participaciones de manera conjunta –empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios– sobre el total del sistema de transmisión. Según se detalla en pie de página 277 siguiente, la fiscalización del cumplimiento de esta normativa corresponde a la SEC.

²⁶³ En cuanto a la relación con las distribuidoras, esta División descartó riesgos de bloqueo de insumos en la comercialización de materiales y equipamiento eléctrico por parte de Tecnored, así como en la comercialización de Transformadores y ECM llevado a cabo por Tecnored y Tusan. Esto debido a que no existe un cambio de incentivos de llevar a cabo estas conductas a raíz de la Operación atendida las características de monopolio natural del mercado de distribución eléctrica. Al no competir las distribuidoras entre sí, esta estrategia no generaría un desvío de clientes desde otros actores presentes en distribución hacia áreas de concesión de las Partes que impliquen un aumento de ganancia a partir de dichas estrategias.

²⁶⁴ Aporte de antecedentes de la Fiscalía en el marco del procedimiento Rol ERN N°24-2018, fs. 390.

²⁶⁵ Con fecha 22 de febrero del año 2021, la FNE envió a través de Oficio Cir. N°010 un cuestionario en línea a todos los actores presentes en el segmento de generación que aparecen en la base de datos de contacto disponible en la página web del Coordinador (en total 193 correos electrónicos únicos), recibiendo 121 respuestas. El cuestionario incluía preguntas sobre la integración vertical de los distintos segmentos del sistema eléctrico nacional. Respecto a la integración vertical entre generación y transmisión, 40% de los respondientes indicaron estar de acuerdo o muy de acuerdo que "(l)as empresas verticalmente integradas tienen la posibilidad

164. Estos riesgos presumen que la entidad verticalmente integrada puede favorecer a sus propias centrales de generación en desmedro de sus competidores, a través de acciones u omisiones de sus empresas relacionadas en el segmento de transmisión.
165. Sin perjuicio de lo anterior, los antecedentes de la Investigación dan cuenta que la Operación no daría lugar a un cambio sustancial de incentivos toda vez que, si bien CGE participa en la comercialización de energía a clientes libres, dicha entidad no cuenta actualmente con centrales de generación²⁶⁶, supuesto de procedencia para incurrir en conductas de sabotaje.
166. Adicionalmente, cabe señalar que previo a la Operación, SGIDL no contaba con la habilidad de implementar una estrategia de sabotaje debido a su baja participación en el segmento de generación, lo cual no variaría de perfeccionarse la Operación. Según datos del Coordinador²⁶⁷, SGIDL participa con solo 1,2% de la capacidad máxima instalada neta, mediante las centrales de Tecnoled, Generadora Eléctrica Sauce los Andes S.A. (filial de Litoral) y Pacific Hydro²⁶⁸. De esta manera, incluso frente a un aumento de concentración en líneas de transmisión, la baja participación en generación no aumenta sustancialmente los incentivos de llevar a cabo dicha conducta.
167. En consideración a ello, esta División descartó que la Operación produzca mayores incentivos a las Partes para ejecutar una estrategia de sabotaje²⁶⁹.

b. Relación entre generación y distribución eléctrica

168. Por otra parte, respecto a la relación entre generación y distribución, actores de la industria indican que existiría un riesgo de aumento de la asimetría de información que tendría su origen en el acceso de información actualizada e histórica por parte de las empresas de distribución, sobre los clientes libres conectados en su red de concesión²⁷⁰. De esta forma, las empresas de distribución tienen una ventaja competitiva por sobre los demás actores para identificar a los clientes libres que se ubican dentro de su zona de concesión en tiempo real, pudiendo generar propuestas personalizadas y ajustadas al patrón de consumo de dichos clientes²⁷¹.

de entregar mejores condiciones de calidad debido a servicios prestados por empresas relacionadas”, 44% respondió estar de acuerdo o muy de acuerdo que “(l)as empresas verticalmente integradas pueden ofrecer mejor precio”, especificando en las respuestas elaboradas que se trate del efecto de subsidios cruzados y 59% indicó estar de acuerdo o muy de acuerdo que “(l)as empresas verticalmente integradas tienen acceso a información relevante para la negociación”.

²⁶⁶ Según la respuesta al Oficio Ord. N°229 del 26 de febrero del año 2021, en el escenario actual las Entidades Objeto no cuentan con presencia en generación, por lo que no se advierte un cambio de incentivos para materializar conductas de sabotaje a raíz de la Operación. **Nota confidencial [48].**

²⁶⁷ Respuesta del Coordinador a Oficio Ord. N°0233, acompañada con fecha 26 de febrero de 2021.

²⁶⁸ Véase Informe de aprobación F219-19, § 84 y ss.

²⁶⁹ Por otra parte, se debe hacer presente que se descartó un mayor análisis de efectos en la relación entre transmisión y distribución en consideración a los mismos argumentos contenidos en la presente letra.

²⁷⁰ Declaraciones de empresas generadoras de electricidad. **Nota confidencial [49].**

²⁷¹ El cuestionario a los actores presentes en generación confirma los efectos señalados. En concreto, 57% de los respondientes señala estar de acuerdo o muy de acuerdo con que “(l)as empresas verticalmente integradas tienen la posibilidad de entregar mejores condiciones de calidad debido a servicios prestados por empresas relacionadas”, 55% de los respondientes indicó estar de acuerdo o muy de acuerdo con que “(l)as empresas verticalmente integradas pueden ofrecer mejor precio” y 70% indicó estar de acuerdo o muy de acuerdo con que “(l)as empresas verticalmente integradas tienen acceso a información relevante para la negociación”. Cuando se pide explicar su respuesta, varios de los encuestados indican a la asimetría de información como factor relevante para los efectos de la relación vertical entre generación y distribución.

169. Aunque efectivamente se advierte una ventaja informacional de las empresas distribuidoras respecto a la negociación con clientes libres dentro de sus zonas de concesión, dicha circunstancia no se ve alterada por la Operación. En efecto, la Operación no altera los incentivos a realizar este tipo de conductas, en razón de que el sujeto activo de la conducta riesgosa ya contaría con dicha información en el escenario previo a la Operación, situación que no se ve modificada.
170. Asimismo, según se expuso en la Sección IV.ii.a., la Operación tiene un efecto limitado en la estructura del mercado de comercialización de energía a clientes libres dentro de zonas de concesión, restringiendo así la habilidad para efectuar tal estrategia. Finalmente cabe señalar que, en la práctica, y respecto a las áreas de concesión propias, si bien las Partes registran un aumento en su participación en dicho mercado, siguen existiendo actores más relevantes que éstas que pueden contrapesar una posible estrategia de bloqueo de clientes²⁷².
171. En razón de lo anteriormente señalado, es posible para esta División descartar que la Operación genere riesgos aptos para reducir sustancialmente de la competencia derivados de la integración vertical entre generación y distribución.

c. Relación entre generación distribuida y distribución eléctrica

172. Finalmente, en relación a los PMGD, esta División analizó si la Operación daría lugar a mayores incentivos y habilidad para ejecutar un bloqueo de insumos por parte de las empresas distribuidoras de la entidad resultante, dificultando la conexión de los PMGD a las líneas pertenecientes a las concesiones de las Partes mediante un aumento en precios o afectando injustificadamente su conexión efectiva a las redes de la concesionaria para la inyección de energía eléctrica.
173. Según el análisis realizado, esta División estima que la Operación no cambia los incentivos de las Partes, considerando que dicha estrategia no generaría un mayor beneficio económico a través de mayores ingresos en la comercialización de energía a clientes libres. En específico, según la regulación actual, los PMGD no negocian con clientes para el suministro de energía, sino que inyectan la energía al SEN a un precio que se encuentra estabilizado²⁷³. De esta manera, los PMGD no serían competidores de las Partes en el suministro de energía a clientes libres en su zona de concesión.
174. Asimismo, si bien la conexión de los PMGD puede generar un costo para las distribuidoras²⁷⁴, la posición de monopolio natural de éstas en su zona de concesión respecto a las PMGD que requieren conectarse a sus redes no se ve alterada de perfeccionarse la Operación. Por lo tanto, la operación no aumentaría los incentivos ni la habilidad para desplegar un bloqueo de insumos, respecto al escenario contrafactual.

²⁷² En concreto, respecto al área de concesión de CGE, Enel es el principal actor en comercialización de energía a clientes libres con una participación de 27%, luego se encuentra Colbún con 21%. CGE es el cuarto actor con un 13% de participación. Véase supra Tabla N°2. Respecto a las áreas de concesión de SGIDL, el grupo Enel concentra el 72% del suministro de energía a clientes libres. SGIDL y sus relacionadas son el tercer actor con 7%. CGE no participa con contratos de clientes libres en zonas de concesión de SGIDL. Base de datos del Coordinador.

²⁷³ Decreto Supremo N°101 del Ministerio de Energía del año 2014 que modifica el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos”.

²⁷⁴ Declaraciones de distribuidoras y Asociación Gremial. **Nota confidencial [50]**.

d. Conclusiones sobre integración vertical

175. Considerando las relaciones verticales que se generan con ocasión de la Operación, y en coherencia con lo señalado por la Fiscalía en decisiones anteriores, esta División es de la opinión que la integración vertical entre los distintos segmentos de la industria eléctrica podría generar diversos incentivos adversos para el buen funcionamiento del mercado eléctrico²⁷⁵.
176. Sin embargo, debe tenerse presente que el control de operaciones de concentración se encuentra establecido para evaluar si una operación genera o altera en forma sustancial los incentivos y habilidad de las partes que se concentran para afectar variables de competencia en perjuicio de los consumidores. De dicho análisis es posible concluir que, de perfeccionarse la Operación, ésta no sería apta para reducir sustancialmente la competencia en el mercado, en los términos del artículo 54 del DL 211.
177. No obstante, a la luz de lo expuesto en este Informe, esta División considera que resulta procedente remitir los antecedentes de esta Operación a la SEC, a efectos de que, dentro de la esfera de sus competencias²⁷⁶, pueda determinar si la Operación podría dar lugar a una infracción a lo dispuesto en el artículo 7 de la LGSE²⁷⁷.

V. CONCLUSIONES

178. A la luz de lo anterior, los antecedentes tenidos a la vista y al examen realizado en este Informe, se recomienda aprobar la presente operación de concentración de manera pura y simple, por no resultar apta para reducir sustancialmente la competencia, salvo el mejor parecer del señor Fiscal. Ello sin perjuicio de la facultad de la Fiscalía para velar permanentemente por la libre competencia en los mercados.
179. Adicionalmente, se recomienda al Fiscal Nacional Económico oficiar a la SEC para poner a dicha institución en conocimiento del presente Informe para efectos de que, dentro de la esfera de sus competencias, ésta pueda determinar si la Operación podría dar lugar a eventuales infracciones al artículo 7 de la LGSE.

Saluda atentamente a usted,

Por orden del Fiscal Nacional Económico,

Francisca
Javiera
Levín Visic

Firmado digitalmente
por Francisca Javiera
Levín Visic
Fecha: 2021.03.31
15:35:57 -03'00'

FRANCISCA LEVIN VISIC
JEFA DE DIVISIÓN DE FUSIONES

CGD/JPM

²⁷⁵ En línea con lo indicado por la FNE en ERN N°24-2018. Aporte de antecedentes de la FNE, fs. 390: *“La experiencia de la FNE en materia de energía indicaría que extender la integración en este mercado a empresas de transmisión podría empeorar las condiciones del mercado, y agudizar los conflictos de interés que ya existen. Los riesgos [...] se verían incrementados en el caso que, como resultado de la integración, una empresa o grupo empresarial participara en cada uno de los segmentos del mercado eléctrico”.*

²⁷⁶ La interpretación y supervigilancia de la LGSE le corresponde a la SEC. Es dicho organismo el que cuenta con la potestad de adoptar medidas tendientes a corregir las deficiencias observadas en relación con el cumplimiento efectivo de las disposiciones establecidas en la LGSE, según dispone el artículo 9 de la LGSE en consonancia con el artículo 2° y numerales 34 y 36 del artículo 3° de la Ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

²⁷⁷ Véase, en el mismo sentido, FNE F91-2017, caratulada “Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 L.P” e Informe F219-2019.