

**Ref.:** Resuelve solicitud de revisión de precios de los contratos de suministro de energía y potencia para clientes regulados suscritos por Acciona Energía Chile Holdings S.A. bajo el proceso Licitatorio 2015/01

**SANTIAGO, 4 de junio de 2024**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 287**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 7° letra a) del D.L. N°2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión" o "CNE";
- b) Lo señalado en los artículos 131° y siguientes del D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica; en adelante la "Ley";
- c) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Reglamento de Licitaciones";
- d) Lo establecido en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado, en adelante "Ley N° 19.880";

- e) Lo dispuesto en el DFL 3, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores, en adelante "Ley N° 19.496";
- f) Lo dispuesto en el Decreto N° 62, de 01 de febrero de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Decreto N° 62";
- g) Lo dispuesto en el Decreto N° 42, de 04 de junio de 2020, del Ministerio de Energía, que modifica Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- h) Lo dispuesto en el Decreto N° 113, de 28 de noviembre de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Decreto N° 113" o "Reglamento de SSCC";
- i) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 19 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de la coordinación, y operación del Sistema Eléctrico, en adelante "Decreto N° 125";
- j) Lo dispuesto por la Resolución Exenta N° 268, de 19 de mayo de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2015/01; modificada por Resolución Exenta N°652, de 2015, y Resoluciones Exentas CNE N°286, N°459, N°527 y N°536, todas de 2016, en adelante las "Bases"; y el Acta de Adjudicación Oferta Económica Primera Etapa de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2015/01, de fecha 17 de agosto de 2016;
- k) El Acta de Aceptación de la Adjudicación de Suministro Eléctrico de Acciona Energía Chile Holdings, S.A., otorgada mediante escritura pública de fecha 22 de agosto de 2016, de la Notaría de don Félix Jara Cadot;
- l) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas CNE N°862, N°863, N°864, N°865, N°866, N°867, todas de 2016, y en las Resoluciones Exentas CNE N°240, N°241, N°242, N°243, N°244, N°285, N°286, N°287, N°288,

N°289, N°309, N°425, N°457, N°458, N°460, N°462, N°465, N°468 y N°524, todas de 2017, que aprueban los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica acordados entre Acciona Energía Chile Holdings, S.A. y las siguientes empresas concesionarias de servicio público de distribución: Compañía General de Electricidad S.A. (continuadora legal de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica Atacama S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.), Enel Distribución Chile S.A. (continuadora legal de Chilectra S.A.), Chilquinta Distribución S.A. (continuadora legal de Chilquinta Energía S.A.), Compañía Eléctrica Osorno S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A. (continuadora legal de Empresa Eléctrica de Puente Alto Ltda.), Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A. (continuadora legal de Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.) y las Cooperativas Eléctricas Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Río Bueno Ltda., Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Charrúa Ltda., en adelante “las Licitantes”;

- m) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas CNE N°84, N°85, N°86, N°87, N°88, N°89, N°90, N°91, N°92, N°93, N°94, N°95, N°96, N°97, N°98, N°99, N°100, N°101, N°102, N°103, N°104, N°105, N°106, N°107 y N°108, todas de fecha 31 de enero de 2018, que aprueban con alcance modificación de contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica acordada entre Acciona Energía Chile Holdings, S.A. y las Licitantes;
- n) La Resolución Exenta N° 827, de 30 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba modificaciones que indica al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 801, de 18 de diciembre de 2018;
- o) Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 50, de 13 de marzo de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba acuerdos de retiros de Centrales Termoeléctricas a carbón, en adelante “Decreto N° 50”;
- p) La Carta de Acciona Chile Holding S.A. de fecha 31 de julio de 2023, mediante la cual solicita la revisión del precio de la energía de los contratos

de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución que indica, recibida en la Comisión el día 01 de agosto de 2023;

- q) Informe Económico denominado "Proyección de los Costos de Operación Asociados al Suministro de Clientes Regulados Adjudicado en la "Licitación de Suministro 2015/01" de la Comisión Nacional de Energía elaborado por los economistas Mauricio Villena, Marcelo Villena, Andrés Hernando Y Carolina Molinere, (en adelante, "Informe Económico"), de julio de 2023;
- r) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 459, de 03 de octubre 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que cita a las partes de los contratos de suministro de energía y potencia para clientes regulados suscritos por Acciona Energía Chile Holdings S.A. (en adelante "Acciona"), bajo el proceso licitatorio 2015/01, y a las asociaciones de consumidores interesadas, a la audiencia establecida en el inciso 4° del artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- s) El llamado a las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496, efectuado en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía el 3 de octubre de 2023;
- t) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 662/2023, de 03 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, dirigido a Acciona que notifica resolución exenta que indica y solicita señalar el tiempo requerido por su representada para la exposición de los fundamentos que justifican su petición en la audiencia que indica;
- u) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 663/2023, de 03 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, dirigido al Servicio Nacional del Consumidor, mediante el cual se informa de procedimiento de revisión de precios de energía y potencia para clientes regulados contenido en contratos de suministro suscritos por Acciona bajo el proceso licitatorio 2015/01 y solicita informar a las asociaciones de consumidores;
- v) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 691/2023, de 13 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, dirigidos a las empresas distribuidoras, mediante el cual se remite antecedentes en procedimiento de revisión de precios de energía y potencia para clientes regulados contenidos en contratos de suministros suscritos por Acciona bajo el proceso licitatorio 2015/01;
- w) Lo dispuesto en los Oficios Ordinarios N° 721/2023, 722/2023 y 723/2023 todos de fecha 25 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía,

mediante los cuales se les concede a las asociaciones de consumidores un plazo de cinco días hábiles para subsanar sus antecedentes;

- x) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 735/2023, de 31 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, dirigido a Acciona mediante el cual se notifica el lugar en que se llevará a efecto la Audiencia;
- y) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 736/2023, de 31 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, dirigido a las empresas distribuidoras mediante el cual se notifica el lugar en que se llevará a efecto la Audiencia;
- z) La carta ACC.ECH.155.23, de 02 de noviembre de 2023, de Acciona mediante la cual efectúa consultas en relación a la audiencia;
- aa) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 741/2023, de 03 de noviembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que remite a la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (en adelante "CONADECUS") antecedentes en procedimiento de revisión de precios de energía y potencia para clientes regulados contenidos en contratos de suministro suscritos por Acciona Energía bajo el proceso licitatorio 2015/01;
- bb) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 753/2023, de 07 de noviembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que da respuesta a la carta de Acciona individualizada en Vistos literal z);
- cc) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 549, de 10 de noviembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que faculta a asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496, para participar de la audiencia sobre mecanismo de revisión de precios de contratos de suministro de energía y potencia para clientes regulados bajo el proceso licitatorio 2015/01;
- dd) La audiencia de 10 de noviembre de 2023, y las presentaciones de Acciona, EEAG y CONADECUS;
- ee) El recurso de reposición presentado por la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (en adelante "ODECU") de 16 de noviembre de 2023;
- ff) Lo dispuesto en los Oficios N° 780/2023 y 781/2023, ambos de 16 de noviembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, mediante los cuales consulta a CONADECUS y las empresas distribuidoras la necesidad de solicitar nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto por Acciona Energía Chile Holdings S.A.;

- gg) Lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 815/2023, de 01 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, mediante el cual la Comisión solicita a Acciona nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto;
- hh) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 635, de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que acoge recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución Exenta N° 549, de 10 de noviembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, e identificado en Vistos literal ee);
- ii) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 650, de 28 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, que modifica Resolución Exenta N° 549, de 1° de noviembre de 2023, que "Faculta a asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496, para participar de la audiencia sobre mecanismo de revisión de precios de contratos de suministro de energía y potencia para clientes regulados bajo el proceso licitatorio 2015/01";
- jj) Lo dispuesto en los Oficios N° 28/2024, 29/2024 y 30/2024, todos de 10 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que cita a audiencia a Acciona, a asociaciones de consumidores y empresas distribuidoras respectivamente;
- kk) La audiencia de 17 de enero de 2024 y la presentación de Acciona;
- ll) Lo dispuesto en el Oficio 72/2024, de 25 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, mediante el cual se solicita a las empresas distribuidoras informar al tenor de lo indicado en el oficio;
- mm) Lo dispuesto en los Oficios Ordinarios N° 75/ 2024 y 76/2024, ambos de 29 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, mediante los cuales se les solicita a las asociaciones de consumidores CONADECUS y ODECU respectivamente, informar al tenor de los solicitado en el oficio;
- nn) Las respuestas al Oficio Ordinario N°72/ 2024 de las empresas distribuidoras: 1) Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda; 2) Compañía General de Electricidad S.A.; 3) Chilquinta Energía S.A.; 4) Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner S.A.; 5) Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.; 6) Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.; 7) Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.; 8) Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.; 9) Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.; 10) Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; 11) Sociedad Austral de Electricidad S.A.; 12) Compañía Eléctrica Osorno S.A.;

- 13) Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.; 14) Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.; y 15) Enel Distribución Chile S.A.;
- oo) La respuesta al Oficio Ordinario N° 75/2024 de CONADECUS, de 06 de marzo de 2024;
- pp) Lo dispuesto en el Oficio N° 187/2024, de 15 de noviembre de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que remite a Acciona copia de lo informado por CONADECUS y empresas distribuidoras, y efectúa certificación que indica;
- qq) La presentación de Acciona de 25 de marzo de 2024, mediante la cual se solicita tener presente lo que se indica respecto de las respuestas al Oficio Ordinario N° 72/2024 remitidas por las cooperativas eléctricas que se individualizan en el Vistos literal nn);
- rr) La presentación de Acciona de 22 de abril de 2024, mediante la cual solicita a la Comisión, que resuelva y acoja íntegramente la solicitud del mecanismo de revisión de precios presentada por Acciona;
- ss) Lo dispuesto en el Decreto N° 12 A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión a don Marco Mancilla Ayancán;
- tt) La Resolución N° 7, de 2019, de Contraloría General de la República.

#### **CONSIDERANDO:**

- 1) Que, con fecha 1 de agosto de 2023, la empresa Acciona Energía Chile Holdings S.A (en adelante indistintamente el "Suministrador", "Solicitante" o "Acciona"), ha requerido a la Comisión Nacional de Energía, (en adelante, Comisión") la revisión del precio de la energía de los Contratos de Energía y Potencia para clientes regulados correspondiente a la Licitación de Suministro 2015/01, (en adelante "mecanismo de revisión de precios") celebrados entre el Suministrador y las Licitantes individualizadas en Vistos literal I);
- 2) Que, a fin de contextualizar el requerimiento efectuado por el Suministrador, cabe hacer presente que Acciona se adjudicó en la Licitación de Suministro 2015/01, 23 sub bloques del Bloque de Suministro N° 3, correspondiente a 506 Gwh/año a un precio de 54,86 US\$/MWh en el punto de oferta, y que en virtud de lo dispuesto en el inciso 4° del artículo 134 de la Ley (mecanismo

de revisión de precios) Cláusula Quinto de los Contratos de Suministros de Energía y Potencia para clientes regulados celebrados entre el Suministrador y las Licitantes, en adelante "Contratos de Suministros", y en los artículos 86 y siguientes del Reglamento de Licitaciones, viene en solicitar la autorización de una modificación al alza del precio de la energía de esos contratos en 21,5 US\$/MWh, resultando en caso de aprobarse en un precio final en el punto de oferta de 76,395 US\$/MWh, en base a los antecedentes de hecho y de derecho que expone latamente en su solicitud;

3) Que, atendida la extensión del presente acto administrativo, y a fin de analizar y ponderar debidamente cada uno de los argumentos aportados por las partes, la presente resolución se estructura de acuerdo al siguiente detalle:

- i) Del Mecanismo de Revisión de Precios (Procedimiento)
- ii) De la Solicitud del Suministrador
- iii) Del Análisis de las respuestas al Oficio Ordinario 815/2023, identificado en Vistos literal gg)
- iv) De la Respuesta a la Solicitud por parte de las Licitantes
- v) De la Respuesta del Suministrador a Cooperativas (téngase presente)
- vi) De la Opinión de CONADECUS en torno a la Solicitud del Suministrador
- vii) De la Solicitud de resolución por parte del Suministrador
- viii) Del Análisis de la Solicitud
- ix) Conclusiones y pronunciamiento de la Comisión

i) Del Mecanismo de Revisión de Precios (Procedimiento).

4) Que, la referida solicitud se enmarca en lo dispuesto en artículo 134 inciso 4° de la Ley, en la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro y artículos 85 y siguientes del Reglamento de Licitaciones;

5) Que, el inciso 4° del artículo 134 de la Ley dispone "*Los contratos de suministro podrán contener un mecanismo de revisión de precios en caso que, por causas no imputables al suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria. Las bases establecerán el porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca el desequilibrio económico. Se excluyen expresamente aquellos cambios normativos que sean aplicables con alcance general a todos los sectores de la actividad económica*";

- 6) Que, a su turno, la segunda parte del inciso 4° del artículo 134 de la Ley continúa señalando que *“El mecanismo de revisión de precios se activará a través de una solicitud enviada por el suministrador, o por la concesionaria de distribución, a la Comisión. Una vez recibida dicha comunicación, la Comisión citará a las partes del contrato a una audiencia”*;
- 7) Que, según la referida norma, en dicha audiencia el solicitante expondrá los fundamentos y antecedentes que justifican su petición;
- 8) Que, por su parte, el inciso penúltimo del artículo 134 ya referido señala que *“Las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496 podrán participar en la audiencia /.../”*;
- 9) Que, asimismo, la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro dispone que *“El precio de la energía podrá ser revisado únicamente en los casos que, por causas no imputables al Suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de la presentación de la oferta, debido a cambios a sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria, que tengan por efecto directo y demostrable una variación de más del 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato. El derecho a revisar precios podrá ser invocado por ambas partes del contrato, de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 134 de la LGSE”*;
- 10) Que, el mecanismo de revisión de precios regulado en la norma legal y cláusula contractual antes citada se encuentra también normado en el Reglamento de Licitaciones. En particular, el inciso segundo del artículo 86 de dicho texto reglamentario establece que las asociaciones de consumidores deberán confirmar a la Comisión su participación en los plazos que señale el llamado publicado en el sitio web de la Comisión y acompañar los antecedentes allí indicados;
- 11) Que, a fin de dar cumplimiento a lo antes transcrito, esta Comisión a través de la Resolución Exenta N°459/2023 individualizada en Vistos literal r) citó a las partes del Contrato de Suministro y a las asociaciones de consumidores interesadas a la audiencia establecida en el inciso 4° del artículo 134 de la Ley;
- 12) Que, a su vez, se publicó en el sitio web institucional de esta Comisión el llamado a las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496,

para que informen su voluntad de participar de la audiencia del mecanismo de revisión de precios;

- 13) Que, en los plazos establecidos, las asociaciones de consumidores que manifestaron su interés en participar del mecanismo de revisión de precios fueron las siguientes:
  - a. Organización de Consumidores y Usuarios de Chile - ODECU.
  - b. Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile - CONADECUS.
  - c. Asociación de Consumidores y Usuarios de Chile- AGRECU.
- 14) Que, teniendo presente lo dispuesto en el artículo 86° del Reglamento, esta Comisión revisó los antecedentes presentados por las asociaciones de consumidores interesadas en participar de la audiencia contemplada en el mecanismo de revisión de precios;
- 15) Que, mediante los Oficios CNE N°s 721, 722 y 723, todos de 25 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, se concedió a las asociaciones de consumidores individualizadas en el considerando 13) del presente acto administrativo plazo para subsanar las observaciones de la Comisión a los antecedentes presentados por éstas para participar en la audiencia del mecanismo de revisión de precios en los términos que se indican en los referidos oficios;
- 16) Que, dentro del plazo establecido al efecto, CONADECUS subsanó su solicitud;
- 17) Que, a su turno, las restantes asociaciones de consumidores no subsanaron sus presentaciones, en el tiempo y forma solicitado por la Comisión;
- 18) Que, en consecuencia, y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 134 de la Ley y en los artículos 86 y siguientes de Reglamento de Licitaciones, esta Comisión, mediante Resolución Exenta N° 549/2023, individualizada en Vistos literal cc), solo autorizó a participar del mecanismo de revisión de precios a CONADECUS;
- 19) Que, luego, ODECU estando dentro del plazo establecido al efecto, interpuso recurso de reposición en contra de la resolución señalada en el considerando precedente, solicitando acogerlo, modificándolo, reemplazándolo o dejando sin efecto, por las razones de hecho y de derecho expuestas en su presentación, y que dicen relación básicamente con el derecho de "eximirse de presentar documentos que no correspondan al procedimiento o que

emanen y se encuentren en poder de cualquier otro órgano de la Administración del Estado” de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17 letra d) de la Ley N° 19.880;

- 20) Que, mediante Resolución Exenta N° 635/2023 individualizada en Vistos literal hh) la Comisión acogió el recurso de reposición aludido en el considerando precedente, por los antecedentes de hecho y de derecho que constan en dicho acto administrativo;
- 21) Que, con fecha 10 de noviembre de 2023, se llevó a efecto la audiencia, con la presencia del Secretario Ejecutivo de la Comisión, el Jefe del Departamento Jurídico de la Comisión, el Jefe de Departamento de Regulación Económica de la Comisión, representantes del Solicitante, representantes de las Licitantes, CONADECUS y profesionales de la Comisión;
- 22) Que, la audiencia se inició con palabras del Secretario Ejecutivo en relación al procedimiento que regula el mecanismo de revisión de precios, luego de lo cual el Suministrador expuso los fundamentos de su solicitud. En la audiencia se realizaron, además, sendas presentaciones de la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas (en adelante, “EEAG”) en representación de parte de las Licitantes, y de Conadecus. Por último, la audiencia concluyó con la formulación de una serie de consultas al Solicitante por parte de los asistentes;
- 23) Que, mediante los Oficios Ordinarios N° 780/2023 y 781/2023 individualizados en Vistos literal ff), la Comisión requirió a Conadecus y las Licitantes informar acerca de la necesidad de solicitar al Suministrador, nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto por Acciona;
- 24) Que, ni Conadecus ni las Licitantes evacuaron respuesta a lo solicitado a través de los oficios indicados en el considerando precedente;
- 25) Que, la Comisión mediante Oficio Ordinario N° 815/2023, individualizado en Vistos literal gg) solicitó nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto por el Suministrador, otorgando plazo hasta el día 20 de diciembre de 2023;
- 26) Que el Suministrador dentro del plazo establecido al efecto, dio respuesta al oficio antes señalado;
- 27) Que, mediante los Oficios Ordinarios N° 28/2024, 29/2024 y 30/2024, individualizados en Vistos literal jj), la Comisión citó a las distintas partes

involucradas en el proceso, a una segunda audiencia, la cual se llevó a efecto el día 17 de enero de 2024, y que tuvo por objeto que el Suministrador expusiera las respuestas a las observaciones efectuadas por la Comisión, junto con conocer el acuerdo o desacuerdo de las empresas distribuidoras en relación con la solicitud del Suministrador;

- 28) Que, en la referida audiencia se instó a las Licitantes para que manifestaran su acuerdo o desacuerdo con la solicitud, no formulándose en dicha instancia ninguna declaración expresa por parte de las Licitantes;
- 29) Que, considerando lo antes expuesto, mediante el Oficio Ordinario N° 72/2024 individualizado en Vistos literal II), se solicitó a las Licitantes que manifestaran por escrito su acuerdo o desacuerdo con la solicitud efectuada por el Suministrador;
- 30) Que, de igual forma, mediante Oficios Ordinarios N° 75/2024 y 76/2024 individualizado en Vistos literal mm), se solicitó a las asociaciones de consumidores que manifestaran su opinión respecto a la solicitud efectuada por el Suministrador;
- 31) Que, las Licitantes individualizadas en Vistos literal I) manifestaron su parecer en relación a la solicitud mediante las Cartas individualizadas en Vistos literal nn);

ii) De la Solicitud del Suministrador.

- 32) Que, tal y como se señalara en el considerando 4), el marco legal del mecanismo de revisión de precios se encuentra establecido en el inciso 4° artículo 134 de la Ley, estableciendo como requisitos los que siguen: i) Que el contrato contemple un mecanismo de revisión de precios; ii) Que el aumento de costos no sea imputable al suministrador; iii) Que se produzca una variación de costos de capital o de operación para la ejecución del contrato, de una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta; iv) Que este desequilibrio se deba a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria; y por último, la Ley señala que las bases establecerán el porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca ese desequilibrio, estableciéndose en las bases correspondientes a esta Licitación de Suministro 2015/01; y v) Que tenga como efecto directo y demostrable una variación de costos superior a 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato;

- 33) A continuación, se efectuará una síntesis de los fundamentos de hecho y de derecho que expone el Suministrador para cada uno de los requisitos antes señalados;
- 34) Que el contrato contemple un mecanismo de revisión de precios. La Cláusula Quinto del Contrato de Suministro suscrito por el Suministrador y las Licitantes, transcrita literalmente en el considerando 9) del presente acto administrativo, contempla expresamente el mecanismo antes señalado;
- 35) Que, es indubitado el hecho que el contrato contempla un mecanismo de revisión de precios, que atendido lo anterior, esta Comisión se centrará a lo largo del presente acto administrativo en el análisis de los restantes requisitos señalados en el inciso 4° del artículo 134 de la Ley y en la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro;
- 36) Que, el aumento de costos no sea imputable al Suministrador. Acciona señala que la inimputabilidad *"/.../ implica la verificación de un hecho que no depende del actuar de ninguna de las partes que se encuentran vinculadas al hecho dañino: no debe ser imputable ni a quien lo causa ni a quien lo sufre. Esta es, sin duda la situación en que se encuentra Acciona: Los costos de operación, entendiéndose por tales, en las palabras citadas de la CNE, aquellos costos fijos y/o variables derivados de la operación de la unidad de generación, o eventualmente de costos de comercialización de los contratos correspondientes, se han incrementado exclusivamente por los mayores costos asociados al retiro de energía en diversos puntos de compra del SEN, por causa directa de los cambios normativos que se especificarán más adelante, los que, además eran absolutamente imprevisibles a la época de presentación de la oferta"*;
- 37) Agrega que una primera constatación obvia es que los cambios normativos en sí mismos no le son imputables y que una segunda constatación obvia es que las consecuencias económicas directamente producidas por los cambios normativos sectoriales tampoco le son imputables, sino exclusivamente a las decisiones de operación del Coordinador. Por último, señalan que, *"/.../al día 27 de julio de 2016, el SEN tenía costos asociados al retiro en los puntos de compra con una clara tendencia a la baja, precisamente por la mayor participación de energías renovables en la matriz eléctrica nacional, pero sin que se vislumbrase por autoridad alguna una perspectiva de mayores costos de operación para la comercialización de energía eléctrica, como los que se han producido a partir de enero de 2022, época coincidente con el inicio del suministro de los Contratos"*.

Posteriormente, Acciona presenta una tabla con los costos de operación unitarios mensuales que tuvo el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central en los años 2014 a 2016, señalando que durante dicho período estos costos promediaron 0,562 US\$/MWh, con una desviación estándar de 0,398 US\$/MWh. Respecto de este punto destacan que *“los costos por retiros en los puntos de compra para las Distribuidoras, así como también por SSCC, mínimos técnicos y otros cargos agrupados bajo el género sobrecostos (‘Sobrecostos’), demuestran cuáles eran los valores razonablemente previsibles para estos costos de operación y, a contrario sensu, dejan en evidencia los excesivos aumentos de costos de operación derivados de los desacoples en los años a partir de los cuales se inició el suministro a las Distribuidoras, siendo, por consiguiente, bajo cualquier parámetro de razonabilidad, absolutamente inimputable para Acciona prever variaciones en los costos operacionales de la magnitud que ha debido enfrentar ya desde el inicio del suministro conforme a los Contratos”;*

- 38) Variación significativa en los costos de capital o de operación. Respecto a este elemento, señala el Suministrador que ha debido soportar una variación excesiva en los siguientes costos operacionales variables: i) mayores costos de retiro en los puntos de compra por desacoples; ii) menores ingresos asociados a sus inyecciones por vertimientos; iii) mayores costos por Servicios Complementarios, en (adelante “SSCC”); y iv) mayores costos por Sobrecostos.

Para efecto de valorizar el impacto que tendrán los mayores costos por SSCC y por Sobrecostos, en los costos de operación de los contratos a futuro, el Suministrador acompaña a su solicitud un Informe Económico, en el cual señalan se puede verificar que el aumento de costos por SSCC oscila entre 15,8 y 17,2 US\$/MWh, y el de Sobrecostos entre 9,4 y 10,6 US\$/MWh, dependiendo del escenario considerado de la Planificación Estratégica de Largo Plazo 2023-2027 (en adelante, la “PELP”), todo ello producto de los cambios normativos alegados. Adicionalmente, destacan que en sus peticiones concretas no se incluyen los puntos i) y ii) señalados en el párrafo precedente;

- 39) Que se produzca una variación de costos de capital o de operación para la ejecución del contrato, de una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta. Respecto a este punto, el Suministrador expone que para poder determinar si se produjo un excesivo desequilibrio económico se debe entender qué es equilibrio, y para determinar si existe ese desequilibrio se debe analizar cuáles son las prestaciones mutuas a las cuales se obligaron las partes. Al respecto, citan la cláusula tercera de los contratos la cual dispone, *“El Suministrador se obliga a*

*vender al Distribuidor, quien se obliga a comprar y recibir el Suministro en la cantidad, términos y condiciones que se estipulan en el presente Contrato de Suministro y la normativa eléctrica vigente. El distribuidor, a su vez, se obliga a pagar al Suministrador el precio señalado en la Cláusula cuarta siguiente en los términos y plazos establecidos en el presente Contrato de Suministro”.*

Agrega que las condiciones existentes al momento de presentar la oferta daban cuenta de un sistema y mercado eléctrico con precios de la energía a la baja, producto de la masiva inserción de energía renovable no convencional. Sostiene, además, que tal visión puede atribuirse también a la Comisión sobre la base de los precios de reserva presentados en todas las licitaciones de suministro eléctrico desde la licitación 2013/03-02. A manera de ilustrar lo antes señalado, adjunta una tabla la cual da cuenta de los procesos de licitación, fecha de publicación del precio de reserva, precio de reserva y precio promedio adjudicado, aduciendo que lo anterior, da cuenta de un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas de los contratos respecto de las condiciones existentes al momento de presentación de la oferta, cuyo efecto —a su juicio— se ve exacerbado en las empresas de generación renovable como Acciona, porque en los contratos no se consideró la posibilidad de traspasar los costos por SSCC y Sobrecostos, lo que sólo podía tener sentido en consideración a su mínimo impacto económico según los datos disponibles al año 2016. Agrega que mantener que estos costos de operación sean soportados exclusivamente por el Suministrador impide preservar el referido equilibrio;

- 40) Que este desequilibrio se deba a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria. El Suministrador señala que, de acuerdo con el marco normativo y contractual aplicable, se debe considerar el día de presentación de la Oferta como fecha crítica para determinar su época, esto es, 27 de julio de 2016. A partir de esta fecha crítica señala se deben evaluar los posibles cambios normativos para activar el mecanismo de revisión de precios. En particular, el Suministrador invoca como cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial: i) los actos administrativos a través de los cuales se ha concretado el proceso de descarbonización acelerada; ii) la modificación de la regulación de SSCC; iii) los Sobrecostos que se especifican en la solicitud;
- 41) Que, en relación a la descarbonización acelerada, el Suministrador indicó que el Ministerio de Energía impulsó con algunas empresas una mesa de trabajo de descarbonización con el objeto de lograr el cese de operaciones del parque generador a carbón al año 2040. Alude a que dentro de los objetivos principales de la mesa estaba diseñar un cronograma que permitiera realizar un cese programado y gradual de las centrales a carbón, agregando que las

empresas que firmaron el acuerdo eran propietarias de casi la totalidad de las unidades de generación a carbón. Los acuerdos voluntarios fueron aprobados mediante el Decreto Exento N° 50, el cual establecía el denominado Estado Operativo de Reserva Energética (en adelante "ERE"), que fue luego incorporado en el literal k) del Decreto N° 62, mediante el Decreto N° 42.

Afirma que con la incorporación del ERE al Decreto N°62, se concretó el acuerdo del Estado de Chile con las referidas empresas para la desconexión de sus unidades a carbón, motivo por el cual las empresas firmantes procedieron a desconectar algunas de sus unidades incluso antes de las fechas establecidas en los acuerdos voluntarios.

Señala que la desconexión de estas unidades produjo un alza significativa en los costos de operación del Suministrador que no era posible prever al momento de realizar su oferta, asociada al incremento significativo de los costos de retiro para cumplir los Contratos de Suministro. Agrega, que la causa directa del incremento en los costos de retiro, entre otras, es el retiro anticipado de las centrales objeto de los mencionados acuerdos, y que la energía y potencia que éstas aportaban al Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "SEN" debió ser reemplazada principalmente por unidades generadoras con diésel, cuyos costos variables son significativamente mayores al de las centrales de generación a carbón, implicando un alza relevante en los costos marginales del sistema, además del incremento en los Sobrecostos que produce la operación a mínimo técnico de otras unidades termoeléctricas y un mayor requerimiento de SSCC que exige la operación de más centrales de generación renovable variable;

- 42) Que, en relación a la modificación de la regulación de los SSCC el Suministrador indicó en su presentación que la regulación aplicable de los SSCC y conocida al presentar su oferta era el Decreto N° 130 de 2012 del Ministerio de Energía (actualmente derogado y en adelante "Decreto N° 130"), el cual identificaba seis categorías generales: a) servicios relacionados con el control primario, secundario y terciario de frecuencia; b) Servicios relacionados con el control de tensión; c) Servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema; d) Instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio; e) Servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio; y f) los servicios de desprendimiento de carga automático o manual.

Sin embargo, el Suministrador sostiene, que la regulación que efectivamente le ha sido aplicada es el Decreto N° 113, citando al efecto su artículo 10 donde se señala que la Comisión definirá, mediante Resolución, y previo informe del Coordinador, los SSCC y sus respectivas categorías, relevando lo dispuesto en el artículo 12, en el sentido que mediante una propuesta de SSCC se pueden adicionar nuevos SSCC y que, incluso la misma Comisión puede solicitarlos.

Cita, además, el informe definitivo de SSCC para el año 2023 y señala que no se cumplió el objetivo de la Ley N° 20.936 en orden a alcanzar un equilibrio en la gestión de riesgos del suministro de energía que los SSCC perseguían, y señala que el Reglamento ha propiciado y privilegiado la prestación de los SSCC mediante instrucción directa del Coordinador, en desmedro de las licitaciones y subastas.

Agrega que, se estableció que las inversiones asociadas a nueva infraestructura para la prestación de SSCC serían remuneradas directamente por los usuarios finales, mientras que los recursos técnicos requeridos en la operación del SEN serían de cargo de las empresas generadoras que efectúen los retiros, y que lo anterior genera que el mercado de energía opere en base a costos, el mercado de potencia se remunere en base a un precio fijado por la autoridad, y el de SSCC en base a las licitaciones u ofertas presentadas en subastas.

Indica que, en el año 2015, si bien existía regulación aplicable a los SSCC, no se indicaban los nuevos SSCC que son de cargo de los retiros producto del cambio normativo posterior del Reglamento. Señala que durante el primer proceso de subastas con el nuevo régimen de SSCC, estas se suspendieron en base al informe de SSCC que indicaba que las condiciones de mercado no eran competitivas. Afirma, además, que posteriormente se retomaron las subastas en diciembre del mismo año, solo para el Control de Frecuencia, y que no obstante lo anterior, terminaron siendo instruidos directamente.

Cita la Resolución Exenta N° 827, de 2019, de la Comisión, mediante la cual se estipula que los SSCC que fueran prestados mediante subasta, se pagarían al valor adjudicado de acuerdo a la sección 2.2. de la Resolución Exenta N° 442 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2020.

Señala que en la prestación de manera directa se termina instruyendo y remunerando los costos de oportunidad, lo que encarece los costos de SSCC.

Para ilustrar lo anterior, el Suministrador muestra un gráfico respecto del cual indica se puede apreciar que con la entrada en vigencia de los SSCC los costos asociados a dichos servicios, que son soportados por las empresas

generadoras a prorrata de sus retiros, han tenido alzas significativas, lo que provoca un cambio considerable en los costos de operación existentes y proyectables al momento de la presentación de la oferta, directamente atribuibles a un cambio normativo posterior;

- 43) Que, en relación a los Sobrecostos, mínimos técnicos aceptados por el Coordinador a ciertas unidades térmicas, el Suministrador indicó que a la fecha en que presentó su oferta, los mínimos técnicos se habían aceptado respecto de escasas unidades térmicas del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, únicamente por decisiones operacionales de los Centro de Despacho Económico de Cargas respectivos, pero no existían normas legales ni reglamentarias que los establecieran.

Agrega que la Comisión, en el año 2014, debido a la importante penetración de energía renovable en el mercado, decidió dar mayor atributo de flexibilidad de operación a las unidades generadoras, haciendo adaptaciones en algunos parámetros, y que luego en el año 2016 publicó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, (en adelante "NTSyCS").

Sin embargo, sostiene el Suministrador, sólo a partir de la vigencia del Decreto N° 125 se regulan reglamentariamente los mínimos técnicos junto con el anexo técnico de la NTSyCS, denominado "Determinación de los mínimos técnicos de unidades generadoras". Señala que el anexo técnico define el mínimo técnico, y que al introducir este concepto se altera el normal funcionamiento del mercado spot, y se reducen los incentivos de largo plazo de inversión en energías renovables. Agrega que lo anterior, ha tenido el efecto de aumentar el número de unidades que están operando a mínimo técnico y, por consiguiente, los costos sistémicos que el Suministrador no puede traspasar a las Distribuidoras en sus contratos, constituyendo además condiciones que el Suministrador no habría podido prever;

- 44) Que, el último de los requisitos establecidos para que opere el mecanismo de revisión de precios, es que tenga como efecto directo y demostrable una variación de costos superior a 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato;
- 45) Que, según lo señala en su solicitud, el principal cambio normativo lo constituyen los actos administrativos a través de los cuales se ha concretado la descarbonización acelerada, la cual ha generado una inserción masiva de energías renovables, cuyos efectos se evidencian en la mayor necesidad de SSCC y Sobrecostos del sistema eléctrico.

- 46) Que, por ello, en su solicitud agrega un acápite relacionado con los efectos económicos y su magnitud en cada uno de los cambios normativos que alega, los cuales se basan en los resultados del Informe Económico individualizado en Vistos literal q), y que se sintetizan a continuación.

El Informe Económico afirma que los antecedentes analizados evidencian un quiebre de tendencia en los costos unitarios por SSCC y Sobrecostos que debe asumir el Suministrador, particularmente, a partir del segundo semestre de 2021. Lo anterior, según señala, debido principalmente a la operación a mínimo técnico de centrales térmicas y a mayores SSCC requeridos por el sistema eléctrico, producto de una creciente participación de fuentes de generación renovable variable o no programable. En ese sentido, el Informe Económico estima que, si se incrementa la participación de centrales termoeléctricas a carbón en la matriz de generación, los costos unitarios deberían experimentar una disminución considerable.

Para ello el Informe Económico formula un modelo de regresión lineal, mediante mínimos cuadrados ordinarios, ocupando como variable dependiente los costos unitarios mensuales (SSCC y Sobrecostos), y como variables explicativas la participación mensual de la generación solar, eólica, otras ERNC, carbón, gas natural, diésel y embalse, durante el período enero 2014-febrero 2023. El signo de los coeficientes estimados muestra una relación directa entre la participación mensual de la generación renovable variable, solar y eólica, e inversa, respecto a la participación mensual de la generación en base a carbón.

A partir de los coeficientes de regresión estimados, infiere que, si se incrementa en un 1% la participación de la generación solar dentro de la generación total, los costos unitarios por concepto de SSCC y Sobrecostos aumentan en 24,6 US\$/MWh. Del mismo modo, si se incrementa la participación de la generación térmica en base a carbón en un 1%, los costos unitarios por concepto de SSCC y Sobrecostos disminuirían en 39,3 US\$/MWh. Lo anterior, según el Informe Económico, se debe a que una mayor generación renovable no programable implica que las centrales térmicas operen más tiempo a mínimo técnico, lo que aumenta los Sobrecostos y los costos de SSCC. El informe Económico a su vez afirma que, por el contrario, un aumento de la energía despachada desde las plantas térmicas implica mayor operación de estas por su mérito económico, y menos pagos por Sobrecostos y menor requerimiento de SSCC.

A partir de los coeficientes de regresión estimados, y la participación prevista en la generación mensual a enero de 2050 de cada una de las tecnologías antes consideradas, en cada uno de los 3 escenarios modelados en la PELP

2023, el Informe Económico proyecta los costos unitarios de retiro asociados a Sobrecostos y SSCC, para cada mes del horizonte temporal señalado.

Para efectos de mensurar el impacto de lo anterior sobre los costos unitarios de retiro asociados al cumplimiento de las obligaciones del contrato, calcula el valor promedio de estos mayores costos unitarios por Sobrecostos y SSCC estimados para cada escenario considerado en la PELP entre agosto de 2023 y diciembre de 2041, el cual alcanza la suma de 26,2 US\$/MWh.

A este valor, para efectos de su solicitud, el Suministrador le resta 1,124 US\$/MWh, señalando que al momento de presentar su oferta estimó que los costos razonables que debía incorporar en su oferta para hacer frente al pago por SSCC y Sobrecostos durante la vigencia del contrato, correspondían a ese valor. Asimismo, declara que dicho monto corresponde al doble del valor observado, asociado al pago por Sobrecostos y SSCC en el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central, durante el período enero 2014 – diciembre 2016, es decir, previo al momento de presentación de la oferta.

En consecuencia, el Suministrador justifica la necesidad de ajustar en 25,076 US\$/MWh, en valor de la moneda presente, el precio de su Contrato de Suministro, significando un ajuste en el valor base de la energía de 21,5 US\$/MWh;

- 47) Que, por último, en base a los antecedentes antes señalados, y como petición concreta, el Suministrador solicita a esta Comisión autorizar la modificación del precio de la energía activa de los contratos suscritos con las Licitantes, para que el nuevo valor del precio de la energía activa sea de 76,95 US\$/MWh, indicando que el monto antes señalado corresponde a la suma de los valores detallados como mayores costos de su operación por causa de cada uno de los cambios normativos sectoriales analizados en la solicitud;
- (iii) Análisis de las respuestas del Suministrador al Oficio 815/ 2023, identificado en Vistos literal gg).
- 48) Que, como se señaló en el apartado referido al procedimiento, esta Comisión mediante Oficio Ordinario N° 815 individualizado en Vistos literal gg), solicitó nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios propuestos por el Suministrador, así como consultas o aclaraciones a los criterios y metodologías empleadas que respaldan su solicitud;

- 49) Que, las consultas decían relación, entre otras cuestiones, con los cambios normativos alegados por el Suministrador, es decir, el Reglamento de SSCC, Sobrecostos, mínimos técnicos y descarbonización;
- 50) Que, como premisa general, cabe señalar que, en varios de los apartados consultados, el Suministrador no hace más que reiterar lo ya indicado en su solicitud y en la audiencia de fecha 10 de noviembre de 2023. Asimismo, cabe destacar que no efectuó las correcciones a los criterios de modificación de precios requeridas por esta Comisión, particularmente aquellos contenidos en las consultas de los numerales 1.5, y 3.3;
- 51) Que, en los considerandos siguientes, se presenta cada una de las consultas formuladas, junto a los principales elementos contenidos en las respectivas respuestas evacuadas por el Suministrador;
- 52) Consulta 1.1: *"Aclarar y precisar por qué Acciona sostiene que el Decreto N° 113, de 2017 del Ministerio de Energía (en adelante "Reglamento de SSCC"), que derogó el Decreto N° 130, representaría un cambio normativo respecto a su antecedente representado por la Ley 20.936. Se solicita indicar, además, cómo el Reglamento de SSCC, en tanto manifestación de la potestad reglamentaria de ejecución mandatada en la Ley N° 20.936, puede representar un cambio normativo en los términos pretendidos por la solicitante.*

*El Reglamento de SSCC no hace más que establecer las disposiciones normativas de detalle necesarias para una adecuada implementación del artículo 72-7 de la LGSE, introducido por la Ley N° 20.936. Dicha ley incorporó la posibilidad de crear en el futuro nuevos tipos y categorías de SSCC, el régimen de remuneración de éstos (subastas e instrucción directa, dependiendo de las condiciones de mercado), y los agentes responsables de pago. Así, a juicio de esta Comisión, la publicación del Reglamento de SSCC no representaría ningún cambio normativo respecto a aquel establecido previamente por la propia Ley N° 20.936, sobre todo si el Reglamento de SSCC no establece criterios distintos a los dispuestos en la ley. Considerando lo anterior, se solicita acreditar la existencia del cambio normativo en relación a la regulación de los SSCC respecto lo establecido en la normativa vigente al momento de la presentación de ofertas, identificando con precisión qué aspectos y disposiciones contenidos en el Reglamento de SSCC habrían de suponer una innovación o cambio respecto a las disposiciones establecidas en la ley 20.936."*

- 53) El Suministrador señala que, de acuerdo a las reglas de interpretación de la ley establecidas en los artículos 19 a 24 del Código Civil, deben considerarse cambios normativos cualquier modificación a los distintos instrumentos que

componen el marco regulatorio sectorial eléctrico, con independencia del rango que dichos instrumentos detenten en la jerarquía normativa del marco referido, toda vez que el artículo 134 no distingue ni limita los cambios a la ley o a un determinado instrumento normativo.

A continuación, el Suministrador aborda aquellos aspectos de detalle que a su juicio son necesarios y determinantes en la implementación del mercado de SCCC, y que no se encontraban plenamente definidos en la Ley 20.936.

Respecto de la determinación de los SCCC que requiere el sistema y sus categorías, indica que los incisos 2 a 4 del artículo 72-7 de la Ley mandata a actos de carácter normativo posteriores la definición de SCCC, sus categorías y su forma de asignación. Atendido lo anterior, señala que hubiese sido imposible prever el incremento de costos que se han producido por la implementación de SCCC, que, a la fecha de presentación de la oferta de Acciona, era imposible identificar los nuevos SCCC que se adicionarían, así como su impacto. Señala que el control terciario de frecuencia y el actual proceso de licitación de Recursos para el Control de Tensión, son servicios que no se encontraban definidos en ningún cuerpo legal, por lo que era imposible identificar sus costos asociados.

Respecto del análisis de condiciones de mercado para la determinación de la forma de asignación de los SCCC, indica que la definición legal únicamente señala que podrán asignarse directamente, mediante subasta o mediante licitaciones, pero que la definición de cómo se asignará cada año cada servicio específico no puede preverse por estar entregada a actuaciones de la Comisión y del Coordinador.

Agrega que el inciso 4° del artículo 72-7 de la ley se limita a "*(i) establecer que el Coordinador debe analizar las condiciones de mercado existentes y la naturaleza de los servicios requeridos para establecer los mecanismos de asignación, sin especificar reglas, ni sustantivas ni procedimentales, para la ejecución de este análisis, y (ii) a señalar que la instrucción directa debe ser de carácter excepcional y que procede sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas se declaren desiertas*".

Señala que el inciso 4° del artículo 72-7 de la Ley remite expresamente a un reglamento, para los efectos de determinación de la forma de asignación, y que el reglamento de SCCC innova respecto de lo dicho en la ley, sin realizar ningún análisis en torno a dicha aseveración.

Por último, en relación con este punto, señala que el Coordinador, para efectos de preparar el informe requerido para la asignación de SCCC, en particular, el control terciario de frecuencia, en un principio determinó que fueran ofertas completas (precios y cantidades), que sin embargo después de su implementación modificó no solo la determinación de la cantidad de la reserva asignada sino también la función objetivo para co-optimizar el mercado de la energía junto con el de SCCC. Señala que lo anterior no pudo ser previsto por

Acciona, que el Coordinador cambió su decisión de un mercado puro de oferta a uno que co-optimize los mercados de energía y SCCC, y que lo anterior, es prueba irrefutable de la existencia de un cambio regulatorio no previsto por Acciona en la preparación y presentación de su oferta.

Respecto a las definiciones de aspectos sustantivos necesarios para la aplicación del artículo 72-7 de la Ley, señala que otro aspecto determinante para los SCCC son las reglas establecidas en el título II, capítulo II, del Reglamento de SCCC. Indica que dentro de los contenidos mínimos del informe de SCCC, se establece la posibilidad de definir distintas zonas dentro del Sistema Eléctrico Nacional, la determinación por parte del Coordinador del horizonte de evaluación de los requerimientos de SCCC, la posibilidad de incluir nuevos requerimiento o servicios, etc. Asimismo, relevan las reglas que se establecen en el capítulo II del título III para la determinación por parte del Coordinador de la forma de asignación, ya sea mediante subasta, licitaciones y/o asignación directa, así como las del capítulo IV, agregando que las analizarán en la pregunta 1.2.

Por último, señala que *"respecto de la aplicación y potestades que tiene el Coordinador, a propósito del objeto de mantener la seguridad, calidad y economía del servicio eléctrico a través de los SCCC, se han visto modificadas las reglas para su aplicación, tal como se observa en las comunicaciones del Coordinador donde da inicio al proceso de subastas y su posterior modificación, en orden a aducir que los costos asociados a esta prestación excedieron los costos previos a la implementación"*;

- 54) Consulta 1.2: *"Los SCCC implementados hasta el momento responden, en lo esencial, a los mismos servicios regulados mediante el Decreto N°130, por lo que, prescindiendo de la efectividad del cambio normativo alegado, se solicita identificar cuál es el cambio en la valorización de los SCCC de aquellos nuevos SCCC no considerados en el Decreto N°130, precisando que dicho ejercicio de cuantificación se efectúe aislándolo de cualquier otro efecto, tales como, cambios en los precios de los combustibles, cambios en la composición de la matriz eléctrica, etc."*;
- 55) Respecto de dicha consulta, el Suministrador indica en su respuesta que la pregunta se basaría en un supuesto erróneo, en orden a que los SCCC implementados hasta ahora responderían *"en lo esencial"* a los mismos servicios que regulaba el Decreto N° 130. Así, efectuando un análisis del Decreto N° 130, de la NTSYCS, y del Reglamento de SCCC, el Suministrador identifica como únicos cambios en la normativa de SCCC aquellos representados por la incorporación del control terciario de frecuencia, el Recurso de Control de Tensión —que luego, sin embargo, no desarrolla, identificando el servicio de control de tensión dentro de aquellos contenidos en la regulación del Decreto N° 130—, y los cambios asociados al régimen de

remuneración y pago de los SSCC. Cabe hacer presente que los Recursos de Control de Tensión al que hace referencia el Suministrador en sus respuestas a las consultas de la Comisión, dicen relación particularmente con la Licitación pública internacional para adjudicar el Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito, indicado en el Informe de Servicios Complementarios Año 2023. Dicha licitación, como es de público conocimiento, tiene como objetivo lograr incorporar en el sistema nueva infraestructura para la prestación del Servicio Complementario de Control de Tensión y que contribuya a la estabilidad, debido a las proyecciones de un déficit de aportes de potencia de corto circuito trifásico en la zona norte del SEN hacia el año 2025. De conformidad a lo establecido en el inciso noveno del artículo 72-7 de la Ley, *“Las inversiones asociadas a nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente, que sean contemplados en el informe de servicios complementarios, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil identificada en dicho informe y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°. Las remuneraciones antes señaladas serán financiadas por los usuarios finales a través de un cargo de servicios complementarios, el cual será incorporado al cargo único a que hace referencia el artículo 115°”*. Queda de esta manera en evidencia que el Recurso de Control de Tensión aludido por el Solicitante no corresponde a un servicio que sea remunerado por los Suministradores, sino por los propios clientes finales a través del cargo único de transmisión. Así, los supuestos cambios normativos en materia de los Recursos de Control de Tensión se encuentran imposibilitados de ocasionar “costos de capital o de operación para la ejecución del contrato” que provoque un desequilibrio económico en éste que pueda activar el mecanismo de revisión de precios del artículo 134 de la Ley, puesto que no representa ningún costo para el Suministrador;

- 56) Consulta 1.3: *“En la presentación se ha señalado que el valor estimado por Acciona para el total de SSCC y sobrecostos del sistema al momento de presentar la Oferta fue de 1,124 USD/MWh, calculado como el doble del valor histórico en una ventana de menos de 3 años. Se solicita informar si Acciona realizó algún análisis prospectivo que estimara la operación futura del sistema eléctrico para efectos de estimar la componente de costos asociados a la prestación de SSCC y sobrecostos, que debía asumir a prorrata de sus retiros, al momento de realizar su propuesta, acompañando, en su caso, los respectivos análisis realizados”*;
- 57) Respecto a esta consulta, el Suministrador señala que para estimar la componente de costos por SSCC y Sobrecostos razonables de considerar en su oferta, la ventana de tiempo ocupada fue exactamente de 3 años anteriores a la presentación de la oferta, justificando dicho período en el sentido que permite mostrar el horizonte de precios que se vislumbraba bajo la regulación

vigente en ese momento. Agrega que en dicha época era imposible de prever una masiva integración de energías renovables al mercado, dando como ejemplo los planes de obras indicativos del informe técnico definitivo del decreto de precio de nudo de corto plazo de abril de 2016, en el cual la Comisión no preveía que la operación del sistema eléctrico nacional iniciaría una rápida transformación desde un sistema hidrotérmico a uno en que predominaría la energía renovable. Adicionalmente, señala que cualquier análisis prospectivo sobre la operación esperada del mercado eléctrico adolecería de dos inconvenientes, esto es, el plan de obras a emplear y el tipo de modelo de despacho económico. Asimismo, indica que no existe en el mercado una herramienta computacional capaz de realizar tales proyecciones, y que al momento de efectuar la oferta no era posible predecir con un número acotado de supuestos los costos de operación que tendrían los contratos;

- 58) Consulta 1.4: *“La presentación de Acciona sostiene cómo, en los hechos, los costos sistémicos han aumentado en los últimos años, señalando la siguiente afirmación: ‘Como se puede apreciar, con la entrada en vigencia del Reglamento de SSCC y la implementación de las reglas que establece para la prestación de los SSCC, los costos asociados a dichos servicios, que son soportados por las empresas Generadoras a prorrata de sus retiros, han sufrido alzas significativas, lo que da cuenta en forma clara de un cambio considerable en los costos de operación existentes y proyectables al momento de la presentación de la Oferta de Acciona, directamente atribuibles a un cambio normativo posterior’.*

*Al respecto, no se verifica de ninguna forma la causalidad entre la entrada en vigencia del Reglamento de SSCC y el aumento de costos sistémicos. Aun cuando puedan coincidir ciertos eventos, concordar con cambios de tendencia o incluso existir correlaciones, ello no necesariamente es prueba de que un evento sea causado por el otro. Al respecto, se solicita exponer y acompañar los antecedentes que permitan acreditar la vinculación de causalidad directa entre el supuesto cambio normativo alegado y el efecto que se pretende atribuir en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato, toda vez que en conformidad a la cláusula quinta del contrato el efecto debe ser directo y demostrable”;*

- 59) Respecto de la consulta antes señalada, tampoco se obtiene una respuesta clara por parte del Suministrador, en orden a precisar la relación de causalidad que habría entre los supuestos cambios normativos alegados y el aumento en los costos sistémicos que se han evidenciado durante los últimos años. En efecto, cabe señalar que las consultas que efectuó la Comisión iban orientadas a acreditar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el inciso 4º del artículo 134 de la Ley y la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro para

que opere este mecanismo, en particular, que los supuestos cambios normativos alegados tengan por efecto directo y demostrable una variación de más del 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato. Así, el Suministrador en su respuesta señala que los cambios normativos alegados confirieron atribuciones a la Comisión y al Coordinador para determinar la remuneración que correspondería a los SSCC. Asimismo, que no era posible prever los efectos que tendría en los costos de operación de los contratos, tanto la redefinición como la incorporación de nuevos SSCC no considerados al momento de la oferta, señalando que tanto la Comisión como el Coordinador debían atender a las condiciones del mercado para la determinación de tales remuneraciones. Agrega que los *"SSCC ha aumentado progresivamente en el tiempo, y que este aumento afecta negativamente los costos de operación de las generadoras que retiran en el mercado de corto plazo. Así, el aumento de los costos de operación tiene por causa directa los cambios normativos que se han reseñado, especialmente por la modificación del sujeto obligado al pago de la remuneración de los SSCC"*. No obstante, no acompaña a su respuesta ningún antecedente que permita corroborar la aseveración que formula respecto a la vinculación de los cambios normativos alegados con el aumento de los costos de operación.

Como contrapartida, Acciona sostiene que lo anterior se representa precisamente en los cambios introducidos a las bases del proceso de Licitación de Suministro 2023/01, considerando que las bases de la licitación 2015/01 no permitían a los adjudicatarios traspasar los costos por concepto de SSCC y Sobrecostos a los clientes finales, debiendo las empresas internalizar todos aquellos costos que se fueron añadiendo a partir de la presentación de la oferta.

El Suministrador interpreta que esa incorporación en las bases de la Licitación 2023/01 *"es una manifestación evidente de la causalidad directa que producen los SSCC en los costos de operación de los suministradores, la que es, por consiguiente, reconocida por la misma CNE al momento de preparar las referidas bases e iniciar el llamado a la licitación indicada, puesto que, considera directamente el aumento de los costos sistémicos como un elemento que influye, y que precisamente en la práctica ha afectado a diferentes generadoras en el precio de los Contratos de Suministro que se adjudicaron en las diferentes licitaciones que fueron desarrolladas antes de la Licitación 2023/01 del año 2023, entre ellas la Licitación 2015/01, constatándose entonces, por la misma CNE, que suministradoras como Acciona han sido efectiva y directamente afectadas en los costos de operación que deben asumir por el solo hecho de retirar energía del SEN para efectos de dar cumplimiento a sus Contratos de Suministro"*;

- 60) Consulta 1.5: *"En su presentación Acciona ha mostrado la evolución de SSCC y sobrecostos hasta Enero del año 2023. El modelo econométrico, en tanto, ocupa la información observada a Febrero del mismo año. Al respecto se solicita complementar lo expuesto en su presentación, mostrando tanto la evolución de los SSCC y sobrecostos, junto con actualizar los modelos econométricos y sus conclusiones, hasta noviembre de 2023";*
- 61) Respecto de dicha consulta el Suministrador señala que la Comisión obvia el hecho de haberse elaborado el Informe Económico con antelación a la fecha de presentación de la Solicitud, y que, por lo tanto, obviamente no se encontraba disponible para los autores del referido Informe Económico la data futura o posterior al día 1 de agosto de 2023. Agrega que conforme a lo dispuesto en el artículo 134 de la Ley y el artículo 86 del Reglamento, la Comisión *"no tiene atribuciones para requerir a Acciona "complementar" su presentación, ni "actualizar" los modelos econométricos y sus conclusiones a una fecha posterior a la de su presentación, pues esto no califica como un nuevo antecedente o corrección de los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto, ya que su objetivo de controvertir los modelos y sus conclusiones es parte de obligaciones propias de la CNE con miras a proponer las modificaciones que está dispuesta a acordar con el suministrador que ejerce su derecho a revisar los precios de los Contratos de Suministro".*

Al respecto y sin perjuicio del análisis que se efectúa en los considerandos 116) y siguientes de la presente resolución, resulta pertinente señalar que no obstante los supuestos temporales utilizados por el Suministrador en su solicitud, esta Comisión estimaba pertinente requerir la referida actualización, y poder contar con elementos que corroboren la solidez de los modelos y estimaciones realizadas, en los términos establecidos en el inciso 4º del artículo 134 de la Ley, y en tal virtud efectuó el requerimiento contenido en el Oficio N° 815, al cual no se dio respuesta en los términos pretendidos por este Servicio;

- 62) Consulta 1.6: *"Se solicita aclarar por qué se sostiene que el Reglamento de SSCC produjo un cambio normativo que ha propiciado y privilegiado la prestación de los SSCC mediante instrucción directa del Coordinador, en desmedro de las licitaciones y subastas. Esto se encontraba contemplado en la legislación anterior a nivel reglamentario, donde el artículo 5 del Decreto N°130 señalaba que el CDEC podía instruir a la prestación obligatoria de algún SSCC. Por tanto, ambos regímenes normativos permiten la instrucción obligatoria. Adicionalmente, la propia Ley N°20.936 establece que el Coordinador, anualmente, elaborará un informe que deberá indicar para cada uno de los servicios requeridos el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación (subasta, licitación o instrucción directa cuando*

*las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas), pudiendo cualquier coordinado someter al dictamen del panel de expertos sus discrepancias respecto de los resultados del señalado informe ”;*

- 63) Respecto a esta consulta Acciona señala que los criterios a través de los cuales se determina la forma en que se asignan y remuneran los SSCC, no existían al momento de presentación de la oferta. Asimismo, afirma que la manera a través de la cual el Coordinador ha aplicado las normas referidas a la evaluación de las condiciones de competencia para la prestación de SSCC, ha favorecido el uso del mecanismo de instrucción directa para la prestación de los SSCC de cortísimo plazo, y que ello ha implicado un incremento de costos relevantes por dicho concepto. En dicho sentido, el Suministrador enfatiza en su respuesta que si bien la norma del artículo 72-7 de la Ley establece que la asignación directa es de carácter excepcional, en los hechos se ha advertido que los SSCC de cortísimo plazo han sido mayoritariamente asignados mediante instrucción directa, lo que ha implicado a su juicio un incremento de costos relevantes por concepto de SSCC que no era posible de prever;
- 64) Consulta 1.7: *“Se indica que en la nueva regulación de SSCC los recursos técnicos requeridos en la operación del SEN serían de cargo de las Generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales, los cuales han sufrido alzas significativas. Se solicita aclarar cómo lo anterior califica como un cambio normativo, siendo que esto era conocido al momento de presentar la Oferta en consideración de la Ley N°20.936”;*
- 65) Respecto de dicha consulta el Suministrador no entrega antecedentes adicionales a los ya aportados, limitándose a reiterar lo que ya había sido mencionado con ocasión de las respuestas a las consultas 1.1. y 1.2;
- 66) Consulta 2.1: *“Se solicita aclarar y acreditar cómo la modificación introducida por el Decreto Supremo N°42, de 2020, del Ministerio de Energía (en adelante “DS42”), en los términos planteados en su presentación, supone un cambio significativo en las condiciones de operación del SEN que justifican un aumento de 2% de los costos operacionales del contrato (de manera independiente de otros cambios normativos invocados), siendo que el Estado de Reserva Estratégica (“ERE”) fue finalmente acogido por una sola una central de generación (Ventanas 1) y por un período acotado de tiempo de seis meses. En efecto, del total de 1.397 MW que salen del sistema a 2023 sólo 114 MW, esto es, un 8%, se acogieron temporalmente al ERE, representando sólo un 0,7% del total de capacidad “base” del sistema, y apenas un 0,4% del total de capacidad instalada a 2023. Esto da cuenta de que las compañías no hicieron uso de la posibilidad normativa y decidieron retirar definitivamente sus*

*centrales incluso antes de las fechas comprometidas inicialmente. Se solicita aclarar cómo el eventual aumento del costo de operación es a causa del señalado cambio normativo”;*

- 67) En su respuesta el Suministrador señala que el Decreto N° 50 no solo aprueba los acuerdos de descarbonización con determinadas empresas, sino que convierte a estos acuerdos en una obligación normativa, con efectos directos para todo el mercado eléctrico. Asimismo, sostiene que dicho decreto compromete la modificación del reglamento de potencia, la cual se materializa mediante el Decreto N° 42, introduciendo el Estado de Reserva Estratégica (ERE) para, según asevera, *“promover y concretar el retiro y desconexión anticipada de las centrales termoeléctricas a carbón, lo que constituye un cambio normativo per se, independiente que no haya sido invocado por algunos de los titulares de centrales termoeléctricas a carbón”*.

Agrega que no es correcto aseverar que la unidad Ventanas 1 solo estuvo 6 meses en estado de ERE y que eso no impactó en la operación del sistema, ya que dicha unidad salió de operación del SEN el 29 de diciembre de 2020 para acogerse al ERE y fue desconectada efectivamente del SEN el 30 de junio de 2022. Durante dicho periodo Ventanas 1, sostiene, nunca operó ni inyectó ningún MWh al SEN, pero siguió siendo remunerada en el mercado de potencia, provocando sobrecostos al SEN. Así, el Suministrador no refuta que el impacto del ERE sólo estuvo circunscrito a una central generadora, no obstante precisar el período de tiempo en que se encontró bajo dicho estado operativo.

Finalmente, Acciona señala que el retiro de las centrales a carbón ha incrementado los costos de operación del sistema eléctrico, debido a que han sido reemplazadas por la operación de centrales de mayor costo variable, gas natural y diésel. Además, afirma que de no haber existido el Decreto N° 50 y el Decreto N° 42, el Coordinador no hubiese autorizado el retiro y desconexión anticipada de las centrales a carbón.

Respecto de esta última afirmación, y sin perjuicio de lo que se indicará en el Considerandos 116) y siguientes, es preciso aclarar que ésta carece de asidero. En primer lugar, por cuanto es la Comisión, y no el Coordinador, quien se encuentra facultado para autorizar el retiro anticipado de unidades de generación, eximiendo el plazo establecido en la Ley. En segundo lugar, por cuanto no todos los retiros de centrales a carbón requieren realizarse con autorización de exención de plazos, sino bastando cumplir con los plazos y comunicaciones establecidas en el artículo 72-18 de la Ley. Y en tercer lugar, por cuanto el Coordinador en esta materia no autoriza ni rechaza las desconexiones de centrales, sino que emite informes de seguridad que evalúan la afectación “de los objetivos establecidos en el artículo 72-1 de la Ley”, según

lo señalado en el artículo 35 del Decreto N° 125. De conformidad a lo anterior, las normas que rigen la autorización de la desconexión anticipada de centrales a carbón en ningún caso se ven afectadas o alteradas por lo dispuesto en el Decreto N° 50 ni en el Decreto N° 42. Asimismo, Acciona no ha presentado antecedentes que demuestren la forma en que el Decreto N° 50 y N° 42 habrían influido en los análisis de seguridad realizados por el Coordinador en relación a las solicitudes de retiro de centrales a carbón;

- 68) Consulta 2.2: *"2.2 Se solicita aclarar por qué los retiros de las centrales de carbón de las empresas generadoras, originados a partir del Acuerdo aprobado mediante el Decreto Supremo N°50, de 2020, del Ministerio de Energía, realizados de manera voluntaria por cada empresa de generación, sean estos acelerados o no respecto del cronograma inicialmente suscrito, y donde no se acojan al ERE, representan un cambio sustancial y no transitorio en la normativa sectorial o tributaria en los términos pretendidos por la solicitante";*
- 69) En relación a esta consulta, el Suministrador reitera la respuesta entregada en la consulta anterior, precisando que el cambio normativo alegado corresponde al Decreto N°50 y al Decreto N°42, y sus impactos en el retiro y desconexión de centrales termoeléctricas a carbón. Menciona además que, a propósito del retiro de las unidades a carbón, el Coordinador ha señalado una serie de impactos derivados de esta medida, como son los requerimientos de inercia, potencia de cortocircuito, y otros requerimientos tendientes a dotar de la debida seguridad el funcionamiento del sistema eléctrico. Todo ello, según afirma, significará *".../ la necesidad de mayores inversiones para enfrentar los riesgos presentes y también futuros, relativos al retiro y reconversión de centrales termoeléctricas a carbón, y cuyos costos serán traspasados a las empresas generadoras"*. De esta manera, el Suministrador no se refiere en su respuesta al carácter voluntario del acuerdo aprobado a través del instrumento normativo invocado (Decreto N° 50), ni tampoco a cómo dicho supuesto cambio normativo alegado supondría un cambio sustancial en la regulación sectorial;
- 70) Consulta 3.1: *"Se solicita aclarar por qué se afirma que, para el caso de los mínimos técnicos, no existían normas legales ni reglamentarias que los regulasen, en circunstancias que al momento de la presentación de las ofertas de Acciona existía: i) la condición de operación a mínimo técnico, conforme a la regulación vigente a esa fecha contenida en el Decreto N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; ii) Se establecía el régimen de pago de los mínimos técnicos en el Decreto N° 130; y iii) el concepto mínimo técnico ya se encontraba incorporado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado Central, con ocasión de la*

*incorporación del Anexo respectivo mediante la Resolución Exenta N° 679, de 2015, de la CNE”;*

- 71) En respuesta a esta consulta el Suministrador señala en primer término que la regulación contenida en la normativa antes indicada *“/.../ no es asimilable al cambio normativo que representa el Decreto N°125 por una razón evidente: esas normas se referían exclusivamente a los sistemas interconectados preexistentes al SEN, lo que desarticula por completo la aplicación de esa normativa y de los alcances normativos de la implementación de los mínimos técnicos a través del decreto N°125”*. Así, el Suministrador sostiene que con la entrada en vigencia del Decreto N° 125, se reformula la noción de mínimo técnico, incorporándose en la programación que debe efectuar el Coordinador. Que a partir del Decreto N° 125, el mínimo técnico pasa a ser un elemento obligatorio, que debe ser considerado por el Coordinador al momento de la programación de la operación del SEN. Asimismo, señala que, a partir de la existencia del SEN, la regulación de los mínimos técnicos considera variables de decisión diferentes a las que en su momento tenían los sistemas interconectados del norte grande y el central.

Así, el Suministrador no logra desarrollar en su respuesta cómo los supuestos cambios normativos alegados habrían incidido en la operación real de los mínimos técnicos del sistema y en la determinación de sus respectivos Sobrecostos;

- 72) Consulta 3.2: *“En su solicitud, Acciona afirma que el Decreto N° 125 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (“Reglamento CyO”) es el cuerpo normativo que introduce el concepto de mínimo técnico y con éste se introducen efectos en el cálculo del costo marginal. Al efecto señala en forma textual en su presentación lo siguiente:*

*‘Por lo mismo, al introducir el concepto de mínimo técnico se altera el normal funcionamiento del mercado spot. En efecto, al despacharse las unidades operando a mínimo técnico a pesar de que son más ineficientes y están fuera del orden económico, sin fijar el precio spot, se encarece artificialmente el mercado spot, en particular los retiros de energía de empresas como Acciona en beneficio de las Distribuidoras para que éstas, a su vez, suministren a sus clientes regulados, lo que, además, reduce los incentivos de largo plazo de inversión en energías renovables’.*

*Sin embargo, no sólo existía regulación previa al Reglamento CyO en materia de mínimos técnicos, sino que, además, dicha regulación previa contenía en lo*

*esencial los mismos principios establecidos posteriormente en el Reglamento CyO. En efecto, el Decreto N°291 establecía, en lo pertinente, lo siguiente:*

*'En caso de que el sistema eléctrico se encuentre operando con una o más centrales en un nivel mínimo de inyección o mínimo técnico, el cálculo del costo marginal a que se refiere el presente artículo deberá excluir a las señaladas centrales. En tal caso, el costo marginal deberá ser determinado de acuerdo al costo variable de operación de las restantes centrales que se encuentren operando en el sistema. Sin perjuicio de lo anterior, las centrales que se encuentren operando a mínimo técnico, con un costo variable superior al costo marginal que resulta en sus barras de inyección, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables de operación no cubiertos, por las empresas que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con lo dispuesto para el pago de la prestación de Servicios Complementarios'.*

*En consideración a lo anteriormente expuesto, se solicita aclarar cuál es la modificación normativa que habría introducido en esta materia el Reglamento CyO, dado que la operación del sistema, así como la determinación del costo marginal y de pago de los mínimos técnicos, ha mantenido básicamente la misma regulación establecida de manera previa";*

- 73) Respecto a esta consulta, el Suministrador afirma que es sustancialmente similar a la consulta 3.1, por lo que directamente se remite a la respuesta entregada a esta última. Con dicha remisión pura y simple, el Suministrador no desarrolla, nuevamente, cómo los supuestos cambios normativos alegados habrían incidido en la operación real de los mínimos técnicos del sistema y en la determinación de los respectivos Sobrecostos;
- 74) Consulta 3.3: *"La solicitante expone en su presentación cómo, en los hechos, los costos laterales derivados de la operación de los mínimos técnicos han aumentado en los últimos años. Sin embargo, no se han acompañado antecedentes que permitan acreditar la relación de causalidad entre la entrada en vigencia del Reglamento CyO y el aumento de los referidos costos laterales. Se reitera que aun cuando puedan coincidir ciertos eventos, concordar con cambios de tendencia o incluso existir correlaciones, ello no necesariamente es prueba de que un evento sea causado por el otro, por lo que se solicita realizar dicha verificación del efecto directo y demostrable del supuesto cambio normativo alegado, sobre el equilibrio económico del contrato. Asimismo, se solicita demostrar que el aumento de costos no tenga su causa en otros hechos, tales como la variación de precios de los combustibles, el ingreso de Energías Renovables, etc";*

- 75) En respuesta a esta consulta el Suministrador efectúa una remisión a su respuesta asociada a la consulta 1.4, en la cual expone que el aumento de los costos sistémicos tendría por causa directa los cambios normativos que han sido alegados, sin precisar ni acompañar antecedentes que permitan acreditar tal afirmación y la relación de causalidad que ella involucra.

Posteriormente en su respuesta hace mención del documento denominado “Agenda Inicial para un segundo Tiempo de la Transición Energética”, de 2023, del Ministerio de Energía, en el cual se reconocerían, a su juicio, los efectos generados por el retiro de las unidades térmicas a carbón. Al efecto señala que en el referido documento el Ministerio de Energía ha establecido que el *“/.../ aumento de los pagos laterales, no se debe únicamente al aumento de los costos marginales, por el precio internacional de los combustibles y la menor disponibilidad hidrológica, toda vez que reconoce expresamente que ha existido un efecto relevante en los costos sistémicos, con ocasión de mayores requerimientos de reservas de control de frecuencia, reserva hídrica en el contexto del decreto de racionamiento, y en la operación de centrales a mínimo técnico”*. A partir de lo anterior, el Suministrador afirma que se comprueba la *“/.../ relación de causalidad entre el aumento de los costos de operación con los pagos en que ha debido incurrir para remunerar a las unidades que operan a mínimo técnico”*.

Así, la respuesta entregada no se hace cargo debidamente de aquella parte de la consulta la cual, si bien sostenía la posibilidad de coincidencia de ciertos eventos, emplazaba al Suministrador a aportar elementos de juicio y por tanto acreditar la verificación del efecto directo y demostrable del supuesto cambio normativo alegado sobre el equilibrio económico del contrato. Tampoco, a juicio de esta Comisión, el Suministrador aportó en su respuesta pruebas que permitieran desvirtuar la concurrencia de otras causales distintas a las alegadas en el aumento de los costos de operación, tales como las que se reseñan en la consulta realizada (variación de precios de los combustibles, ingreso de Energías Renovables, etc.);

(iv) Respuesta a la Solicitud por parte de las Licitantes

- 76) Que, como se explicitó en los considerandos referentes al mecanismo de revisión de precios, la Comisión solicitó mediante oficios dirigidos a las Licitantes que manifestaran su acuerdo o desacuerdo en relación a la Solicitud del Suministrador;

- 77) Que, en línea con lo expuesto, Compañía General de Electricidad S.A. sostuvo en su comunicación lo siguiente: *"Al respecto, hacemos presente que de acuerdo con lo establecido en el inciso cuarto del artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos (la Ley), CNE es el organismo facultado y responsable de verificar previamente el cumplimiento de los requisitos señalados en el mismo inciso y de autorizar las modificaciones contractuales a que dé lugar el mecanismo de revisión de precios contemplado en la Ley.*

*/.../ Lo anterior implica que sólo si CNE considera que se verifican las circunstancias que, de conformidad con la misma norma antes citada, habilitan a la revisión de los correspondientes precios de los contratos, podrían discutirse y aprobarse modificaciones contractuales con la intervención de las partes. De estimar la CNE, en cambio, que no se dan esas circunstancias, el proceso no puede seguir adelante, independiente de la apreciación o posición de las mismas";*

- 78) Que, en similares términos se pronunció la empresa Chilquinta Energía S.A. indicando que *"De acuerdo con lo establecido en el inciso 4º del artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la Comisión es la entidad facultada y encargada de verificar el cumplimiento de los requisitos señalados en el inciso mencionado, y de autorizar —en caso que corresponda— las modificaciones contractuales a que dé lugar el mecanismo de revisión de precios contemplado en la Ley.*

*/.../ Lo anteriormente expuesto implica que sólo si la Comisión considera que se verifican las circunstancias que permiten la revisión de los correspondientes precios de los contratos, podrían discutirse y aprobarse modificaciones contractuales con la intervención de las partes.*

*En la misma línea, y al tratarse de contratos derivados de procesos de licitación pública liderados por la Comisión, cuyo objetivo es el suministro de clientes regulados, no corresponde a las Empresas Distribuidoras, sino que, a la autoridad competente pronunciarse sobre la procedencia del mecanismo de revisión de precios, de conformidad a la normativa vigente.";*

- 79) Que, por su parte, la empresa Enel Distribución Chile S.A. señaló en su respuesta que *"En nuestra opinión, la solicitud de revisión de precios es un derecho de cualquiera de las partes de contrato, y en particular, en este caso no corresponde a la empresa distribuidora pronunciarse a favor o en contra de dicha solicitud, correspondiendo exclusivamente a la Comisión Nacional de Energía el definir si dicha solicitud cumple o no con las condiciones necesarias para su invocación.*

*Por otra parte, los argumentos presentados por Acciona responden a dinámicas correspondientes al segmento de generación, donde se maneja una normativa y características distintas a las de nuestro negocio”;*

- 80) Que, a su turno, Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A. señala que “ /.../ como empresa de distribución, no obstante ser parte en los contratos mencionados, la eventual modificación de precios, no genera efectos económicos directos para nuestra operación, dada nuestra posición de intermediarios o recaudadores entre las suministradoras y los clientes regulados. Siendo esta Comisión, la encargada de revisar, a la luz de los antecedentes, si la requirente ha cumplido o no con los requisitos que establece la LGSE.

*Por otro lado, como empresa de distribución EEPA no está en condiciones de evaluar los fundamentos de la solicitud de Acciona, principalmente, puesto que no tenemos mayor injerencia en el segmento de generación.*

*Por todo lo señalado y dada la etapa en que se encuentra el procedimiento de revisión de precios solicitado por Acciona, entendemos que no seríamos los llamados a pronunciarnos a favor o en contra respecto de la solicitud en cuestión.”;*

- 81) Que, por su parte el Grupo de empresas SAESA señala en su respuesta que “De conformidad a lo indicado en las disposiciones de la Ley, el Reglamento y los Contratos, corresponde a la Comisión verificar el cumplimiento de las hipótesis y condiciones que permitirían una eventual activación del mecanismo de revisión de precios.

*Tratándose de contratos emanado de procesos de licitación pública regulados cuyo objeto es el servicio público de suministro de clientes regulados, no corresponde a las Distribuidoras, sino que a la autoridad competente de conformidad a la normativa aplicable, pronunciarse sobre la procedencia del aludido mecanismo de revisión de precios”;*

- 82) Que, finalmente, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Limitada, Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner S.A., Cooperativa Eléctrica Charrúa Limitada, Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Limitada, Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada, Cooperativa de Consumo de Energía eléctrica Chillán Limitada, Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Limitada y Cooperativa Eléctrica Paillaco Limitada (conjuntamente, las “Cooperativas”), evacuaron la respuesta al requerimiento formulado por esta Comisión, indicando lo que en síntesis, se expresa a continuación:

- 83) Las Cooperativas indican en primer término que un principio básico en el derecho, tanto a nivel nacional como en derecho comparado, es que los contratos son una ley para los contratantes (artículo 1545 del Código Civil) agregando que dicho principio se ve reforzado en la normativa eléctrica, atendido a que, aun existiendo la voluntad de las partes en torno a la modificación, esta no puede concretarse sin la autorización de la autoridad. Sostienen, además, que en la normativa eléctrica se recoge limitadamente la teoría de la imprevisión, frente al excesivo desequilibrio económico entre los contratantes, pero restringido a modificaciones sustanciales y permanentes en la normativa sectorial o tributaria.

Agregan que el artículo 134 de la Ley constituye una excepción que permite equilibrar a las partes cuando las circunstancias imprevisibles generen un desequilibrio exagerado en las prestaciones.

Señalan que, en la especie, las circunstancias invocadas por el Suministrador eran absolutamente previsibles a la época de presentación de ofertas. Al efecto, realizan un análisis tanto de la situación nacional como internacional, señalando que a partir de los años 90 se fue incrementando la conciencia medioambiental, la necesidad de reducción de gases de efecto invernadero, la suscripción de acuerdos internacionales, entre ellos, el Convenio de Cambio Climático y el Acuerdo de París, y la eliminación gradual de las inversiones a carbón, y el establecimiento de la política energética, entre otras cuestiones.

Agregan que el artículo 134 de la Ley es una norma de carácter excepcional, que debe interpretarse restrictivamente.

Por último, señalan que la solicitud no cumple con los requisitos del artículo 134 de la Ley, por las siguientes consideraciones:

No ha existido modificación normativa y sustancial permanente, y que para ser sustancial necesariamente debe estar contenida en la Ley. Indican que el Suministrador se limita a señalar cambios otorgándoles un carácter esencial que no tienen (Decreto N° 50, Decreto N° 113, y Decreto N° 125) y que, por su naturaleza, ejecutan disposiciones legales vigentes a la fecha de presentación de ofertas, y que están subordinados a una norma legal dictada con anterioridad a ella.

Señalan que uno de los argumentos centrales del Suministrador es la descarbonización energética, la que se concretaría con el Decreto N° 50. Indican que el proceso de descarbonización se inicia con anterioridad a la presentación de ofertas, por lo que era conocido por el Suministrador y, por tanto, no puede considerarse como una modificación normativa que introduzca

cambios sustanciales y permanentes, ya que no genera directamente ninguna variación en los costos de capital o de operación que implique un desequilibrio económico excesivo entre los contratantes. Agregan que el Decreto que aprueba acuerdos entre el Ministerio de Energía y empresas generadoras alcanzados en la mesa de descarbonización son acuerdos voluntarios, no impuestos por una modificación normativa, y que estos establecen distintas etapas y que hay fechas que aún no se cumplen. Señalan, además, que el Decreto en referencia no tiene carácter general, ni tampoco imperativo, del cual derive el aumento de costos. Asimismo, relevan que el retiro anticipado de centrales no obedece a una norma legal que las obligue, y que, si existe aumento de costos asociado a este proceso, es debido a una decisión unilateral de las empresas.

Respecto de los restantes Decretos (Decreto N° 113, y Decreto N° 125) señalan que ambos son normas reglamentarias de ejecución.

Señalan que el eventual aumento de los costos laterales no se ha producido y, por lo tanto, no responde a un efecto directo y demostrable de la modificación normativa alegada.

Sostienen que no ha existido una variación de costos de capital u operación que implique un excesivo desequilibrio de las prestaciones mutuas del contrato respecto de las condiciones existentes al momento de la oferta.

Afirman que existe una contradicción evidente entre lo expuesto por el Suministrador y sus propios actos que demuestran que no existe la variación en los costos exigidas por el artículo 134 de la Ley. Señalan que el análisis del Suministrador no considera que las variaciones pueden deberse a otros efectos externos, y que el Suministrador si bien hace una proyección de aumento de costos en el tiempo, esto no lo ha considerado en las ofertas que ha realizado en las distintas licitaciones en las que ha participado con posterioridad a la Licitación 2015/01, las que siempre consideran una reducción de costos hacia el futuro.

Señalan, por ejemplo, que llama la atención los bajos precios de oferta presentados por Acciona en los procesos de licitación 2021/01 y 2022/01, ocurridas en fecha posterior a la cual han sucedido los cambios normativos alegados, en comparación al precio ofertado en el proceso 2015/01. Ante ello, infieren que los cambios normativos que alegan al parecer no eran sustanciales, sino que solo una herramienta para generar la revisión de precio solicitada.

En cuanto a la validez del modelo econométrico empleado por Acciona, no encuentran razonable la justificación del Suministrador para favorecer esta metodología en contraposición a los modelos de simulación de mercado existentes (SDDP, Ameba, Plexos, etc), señalando que estos últimos son ampliamente utilizados para la simulación de mercados eléctricos, respaldados por la literatura, y que permiten encontrar soluciones a un problema real de despacho ante incertidumbre, a un costo computacional razonable.

Señalan que todo modelo contiene supuestos, ya que se trata de simplificaciones de la realidad, y que no es justificable desechar el uso de los modelos de simulación de mercado por el solo hecho de que puedan introducir supuestos arbitrarios, siendo que incluso el modelo econométrico planteado por Acciona se basa en supuestos.

Destacan que el mercado eléctrico ha atravesado últimamente por un conjunto de situaciones excepcionales, que podrían afectar algunos de los resultados y efectos señalados por Acciona. Sin embargo, señala que la empresa no presenta evidencia que permita garantizar que el modelo escogido permite realizar proyecciones adecuadas ante externalidades de gran envergadura como las mencionadas.

Asimismo, señalan que las proyecciones mediante el modelo econométrico presentado por el Suministrador no son válidas para efectos de determinar la variación en los costos exigida por el artículo 134 de la Ley. Lo anterior debido a que la norma exige que la modificación normativa haya producido la referida variación de costos, y que no se trataría solamente de proyecciones de costos, sino que éstas deben constatarse al momento de la solicitud.

Indican que, si se llegase a concluir que ha existido una variación de costos de capital u operación, ello no puede atribuirse a una modificación normativa. Asimismo, señalan que no existe una relación causa-efecto entre las modificaciones normativas aludidas y el aumento de costos que señala Acciona, siendo que durante el período analizado han existido otros elementos que sí impactan en los costos aludidos, como el alza del precio de los combustibles y la estrechez hídrica.

Por último, indican que efectuar una interpretación extensiva que permita la modificación de los contratos sin cumplir los requisitos establecidos generará graves repercusiones en el mercado eléctrico nacional y establecerá un precedente que incentivará a otros actores a buscar nuevas modificaciones contractuales;

(v) Respuesta del Suministrador a Cooperativas

- 84) Que, en relación a la respuesta de las Cooperativas, el Suministrador presentó el escrito identificado en Vistos literal qq) solicitando a esta Comisión tener presente las consideraciones que en el mismo se indican, las cuales se sintetizan a continuación;
- 85) El Suministrador indica que no es correcto afirmar que el artículo 134 de la Ley constituya una consagración de la teoría de la imprevisión, sino que por el contrario es una norma legal;
- 86) Respecto de la supuesta previsibilidad, el Solicitante sostiene que tal exigencia desatiende el tenor literal y espíritu del artículo 134 de la Ley que establece como uno de los requisitos que las causas de la variación significativa de los costos de capital o de operación no sean imputables a los suministradores, *"/.../no que las circunstancias externas que podrían incidir en los costos de capital u operación asociados al cumplimiento del contrato hayan sido imposibles de prever"*.

Agrega que las afirmaciones de las Cooperativas, en relación a una supuesta previsibilidad de costos de operación asociados a los contratos, no se refieren a cambios normativos que sustentan su solicitud, sino que aluden a tendencias en las inversiones internacionales, por lo que debe ser desestimada. Por último, sobre el particular señala que las Cooperativas no advierten que la Solicitud del Suministrador se sustenta solo en los incrementos de costos efectivamente causados por los cambios normativos;

- 87) El Suministrador señala que las Cooperativas incurren en un error conceptual grave al afirmar que el artículo 134 de la Ley únicamente permitiría la revisión de precio ante modificaciones en normas de rango legal.

Señala luego que de acuerdo con el artículo 134 de la Ley y a las reglas de interpretación de la ley del Código Civil, para efectos del mecanismo debe considerarse como cambios en la normativa cualquier modificación a los distintos instrumentos normativos que componen el marco regulatorio del sector eléctrico, y que el legislador no distingue al efecto, por lo que al interprete no le es lícito distinguir. Agregan que *"/.../ normativa sectorial abarca todos los instrumentos legales, reglamentarios y de orden inferior que establecen reglas que los distintos actores del sector eléctrico están obligados a seguir y a ajustar su conducta"*.

Indica que *"/.../ el mecanismo abarca cambios de ley, los reglamentos, las normas técnicas, los anexos técnicos de dichas normas técnicas, los pliegos"*

*técnicos y demás actos normativos emanados de la SEC, los pronunciamientos internos del Coordinador que establezcan reglas que debe seguir o a las que deben ajustar su conducta o actividades los coordinados, etc”.*

Señalan que la conclusión anterior no se ve alterada respecto de los reglamentos que emanen de la potestad reglamentaria de ejecución del Presidente de la República, toda vez que esta característica no los excluye del carácter de “norma”;

- 88) *Cita una serie de definiciones, indicando que el “cambio se producirá cada vez que se deje una cosa o situación para tomar otra, o aquello a lo que se refiere el cambio sea convertido o mudado en otra cosa. De este modo, aun cuando la situación previa al cambio normativo no hubiese sido sustancialmente diferente a la situación posterior a éste, se habrá producido un cambio en los términos del artículo 134º de la LGSE, toda vez que la ley no emplea ninguna distinción o especificación respecto de qué debe entenderse por ‘cambio’ ni por ‘normativa’ para estos efectos, debiendo estarse, por consiguiente, al sentido natural y obvio de dichas expresiones para la correcta interpretación de dicho precepto legal”.*

Agrega que no es posible entender, bajo ningún criterio jurídico, que el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución corresponda a una mera reiteración de lo preceptuado por una Ley. Señala que en el caso de aquellas leyes que directamente mandatan que la regulación de determinados temas sea establecida mediante un reglamento (por ejemplo, la Ley N°20.936 en lo que respecta a la regulación de los servicios complementarios), la regla no existe antes de la dictación y publicación del reglamento.

En línea con lo anterior, cita el considerando 3º del Decreto N° 113, señalando que *“Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la ley citada en los considerandos precedentes y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación”.*

De esta manera, concluye el Solicitante respecto de este punto que *“las disposiciones normativas de detalle definen y determinan cómo se iban a implementar los criterios establecidos por la Ley N°20.936, lo que implica, evidentemente, que dichos aspectos de detalle no existían con anterioridad a la dictación de los actos normativos a los que se refiere el artículo 72-7 de la LGSE ni a la publicación del referido Decreto N°113 y, por consiguiente,*

*constituyen un cambio normativo, de acuerdo a cómo debe entenderse este concepto conforme al artículo 134º de la LGSE. Lo propio ocurre con los demás cambios normativos de jerarquía infra-legal invocados por mi representada como sustento de su solicitud de revisión del precio de los Contratos de Suministro”.*

Releva que las Cooperativas en su argumentación sobre este punto, se refieren al requisito del artículo 134 de la Ley relativo a la exigencia que los cambios normativos invocados sean sustanciales, como una forma de conducir el argumento hacia la reserva legal del artículo 63 de la Constitución Política de la República y la consagración de la potestad reglamentaria del Presidente de la República por el artículo 32 del mismo cuerpo normativo. Señalan que la equiparación que hace la respuesta de las Cooperativas entre el calificativo “sustancial” contenido en el artículo 134 de la Ley —y predicado del cambio normativo que produce variaciones en los costos de capital y de operación que asume el suministrador para el cumplimiento del contrato— a una supuesta limitación del mecanismo de revisión de precios únicamente a cambios de Ley constituye una interpretación absolutamente errada y carente de sentido.

Agregan que, como consecuencia de lo anterior, también carecen de sentido las afirmaciones que pretenden desestimar el Decreto N° 50, como un cambio normativo. En efecto, afirma el Solicitante que, al no estar el artículo limitado a normas de orden legal, no es válido desestimar el Decreto Supremo N° 50. Lo mismo ocurre en el caso de los argumentos vertidos en relación al Decreto N° 113 y Decreto N° 125, toda vez que todos se basan en la premisa equivocada de que el artículo 134 de la Ley sólo consideraría cambios de ley;

- 89) Respecto a la utilización del modelo econométrico, declara la validez del mismo para la realización de las proyecciones incorporadas al Informe Económico, toda vez que el mismo, según aduce, se basa en supuestos estadísticos generales con fundamentos bien establecidos y documentados en la literatura económica y que no dicen relación con una expectativa o sesgo particular con respecto a la evolución de los pagos laterales, además de supuestos en torno a la composición futura de la matriz de generación eléctrica;
- 90) En ese sentido reafirma que, para los fines del Informe Económico, el ocupar un modelo basado en la estructura de la generación resulta mucha más apropiado que el análisis de costos de combustibles fósiles;

(vi) De la opinión de CONADECUS en torno a la Solicitud del Suministrador

91) Que, de igual manera la Comisión solicitó a CONADECUS que manifestará su opinión en relación con la Solicitud del Suministrador, quien afirma en su respuesta a esta Comisión identificada en Vistos literal oo) que, si bien constata que la solicitud del Suministrador causará un leve aumento de la cuenta promedio de los consumidores de energía eléctrica, los argumentos esgrimidos por Acciona les parecen razonables y atendibles.

Sostiene, además, que no sólo los contratos de Acciona merecen ser revisados, sino que también aquellos otros contratos de generación de largo plazo más antiguos, cuyos precios actuales han dejado de reflejar el avance tecnológico de los últimos años y que por lo mismo están encareciendo de manera artificial las tarifas que pagan los consumidores y usuarios;

vii) Sobre el escrito de Solicitud de Resolución presentado por el Suministrador

92) Que, por último, con fecha 22 de abril del año en curso, el Suministrador remitió una nueva presentación a la Comisión, en la cual resumidamente da cuenta del procedimiento ejecutado hasta la fecha;

93) En dicha presentación destaca la respuesta emitida por Conadecus al Oficio Ordinario N° 75, individualizado en vistos literal oo). Asimismo, señala que no hubo oposición a la solicitud del Suministrador por parte de las siguientes empresas: Enel Distribución Chile S.A., Grupo SAESA (Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera y Compañía Eléctrica Osorno S.A.), Compañía General de Electricidad S.A., Chilquinta Energía S.A., y Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., conforme dan cuenta las cartas de respuestas al Oficio Ordinario N° 72;

94) Que, con respecto a las respuestas y reparos señalados por las cooperativas eléctricas, señala que dió respuesta mediante presentación de 25 de marzo de 2024, señalando que evidenció los errores conceptuales y lógicos, las inconsistencias de sus argumentos, y expuso la que en su opinión constituiría una falta de conocimiento de éstas respecto de la normativa del mercado eléctrico de generación como del mecanismo de revisión de precios;

95) Que a continuación señala que se encuentra de manifiesto el cumplimiento cabal del procedimiento establecido en el artículo 134 de la Ley, y en los artículos 85, 86, y 87 del Reglamento de Licitaciones, quedando pendiente únicamente la dictación del acto administrativo que resuelve la Solicitud del Suministrador;

- 96) Que, agrega, ni en la Ley ni el Reglamento de Licitaciones se establece un plazo para la dictación del acto administrativo terminal, pero que, sin perjuicio de lo anterior, ante dicha circunstancia debería aplicarse supletoriamente el artículo 27° de la Ley N° 19.880, es decir, 6 meses desde su iniciación hasta la fecha en que se emita la decisión final. Lo anterior, lo vincula con el principio de celeridad y conclusivo. Por último, sobre este punto finaliza indicando que una excesiva demora en la decisión final incrementa los perjuicios económicos del Suministrador;
- 97) Que, como corolario de su Solicitud el Suministrador indica: i) la fecha de inicio de la solicitud; ii) la Obligación de la Comisión, como autoridad administrativa competente, de resolver la Solicitud, la que de acuerdo a sus dichos se sustenta en la normativa eléctrica, y ha sido respaldada por Conadecus y las Distribuidoras; iii) que Conadecus manifestó su acuerdo respecto de la solicitud en atención a que el Suministrador ha probado ante la Comisión el menor impacto que la modificación del precio produciría a los usuarios finales; y iv) reitera que la demora injustificada en la resolución de la Solicitud incrementa los efectos económicos negativos para el Suministrador. Por último, solicita se resuelva y se acoja íntegramente la Solicitud, de acuerdo a los términos solicitados por el Suministrador;
- 98) Que, antes de analizar el fondo del asunto, analizaremos los descargos que realiza el Suministrador en relación a la presentación de Cooperativas, como, asimismo, ciertas aseveraciones que efectúa el Suministrador en su última presentación, individualizada en Vistos literal rr);
- 99) Que, una de las aseveraciones que efectúa el Suministrador, dice relación con que *“/.../ no hubo oposición a la Solicitud de Acciona por parte de las Distribuidoras/...”* haciendo referencia a las Licitantes individualizadas en el Considerando 93);
- 100) Que, esta Comisión difiere de lo sostenido por el Suministrador, ya que entiende del tenor literal de las repuestas entregadas por las empresas antes señaladas, que éstas indican que es la Comisión la que debe pronunciarse sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa para que opere el mecanismo de revisión de precios. De esta manera, más que existir una aceptación o rechazo a la solicitud del Suministrador, lo que hubo en la respuesta de las empresas distribuidoras fue más bien una abstención en orden al mérito de la misma, siendo explícitas en señalar que cualquier pronunciamiento de parte de ellas sólo podría realizarse una vez que la Comisión se pronunciara respecto a la concurrencia de los supuestos exigidos en la norma para la activación del mecanismo de revisión de precios;

- 101) Que, de esta manera, el hecho que en sus respuestas las Licitantes no hayan señalado expresamente que están en contra de la Solicitud del Suministrador, no puede interpretarse como la inexistencia de oposición a la Solicitud;
- 102) Que, en orden con lo anteriormente señalado, cabe indicar que las Licitantes representadas por EEAG en la primera audiencia realizada en el marco del procedimiento de revisión de precios, manifestaron expresamente su preocupación por el aumento de los precios que experimentarían los contratos de los clientes regulados en caso de acceder a la Solicitud de modificación de precio de los contratos presentada por el Suministrador;
- 103) Que, dicha preocupación de igual manera ha quedado plasmada en las respuestas presentadas por el Grupo SAESA y Enel Chile Distribución S.A.;
- 104) Que, en relación al plazo para resolver el presente procedimiento, como bien señala el Suministrador, no existe un plazo establecido por el Legislador o a nivel reglamentario, y es sabido que los plazos de la Administración no son fatales;
- 105) Que, por otra parte, esta Comisión ha procurado dar estricto cumplimiento a cada una de las etapas contempladas en el presente procedimiento –como ha sido reconocido por el Suministrador en su última presentación–, incluyendo la celebración de dos audiencias presenciales. Asimismo, se han solicitado nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto;
- 106) Que, además es pertinente tener presente que, si bien esta Comisión ha procurado dar la mayor celeridad posible a la tramitación de este procedimiento, las especificidades, particularidades y complejidades del mismo, así como el fiel cumplimiento a los principios rectores del procedimiento administrativo, han motivado un especial celo por parte de esta Comisión a la hora de analizar y ponderar los argumentos expuestos por las distintas partes involucradas en el procedimiento;
- 107) Que, respecto a la afirmación del Suministrador efectuada en relación a la respuesta de Cooperativas, en orden a que no resultaría correcto afirmar que el artículo 134 de la Ley constituye una consagración de la teoría de la imprevisión sino una norma legal, esta Comisión estima que lo relevante para los efectos del procedimiento, es la consagración del mecanismo de revisión de precios a nivel legal, reglamentario y contractual, permitiendo a las partes del contrato acceder a una revisión de precios siempre y cuando se cumplan efectivamente los requisitos establecidos en el artículo 134 de la Ley de manera copulativa;

- 108) Que, a su turno, respecto a la alegación sobre la supuesta previsibilidad de los costos de operación asociados a los contratos y que ello supondría desatender el tenor literal y el espíritu del artículo 134 de la Ley, cabe señalar que si bien resulta correcto lo afirmado por el Suministrador en orden a que el artículo 134 de la Ley no agrega expresamente la imprevisibilidad como un requisito para que opere el mecanismo de revisión de precios, lo cierto es que la misma solicitante reiteradamente en su presentación habla de la imprevisibilidad al momento de analizar uno de los requisitos del artículo 134 de la Ley, relativo a las "Causas no imputables al Suministrador". En efecto, el Suministrador en referencia a los costos señala expresamente *"./.../ se han incrementado exclusivamente por los mayores costos asociados al retiro de energía en diversos puntos de compra del SEN, por causa directa de los cambios normativos que se especificarán más adelante, los que, además, eran absolutamente imprevisibles a la época de presentación de la Oferta de Acciona"*. Asimismo, en el mismo acápite indica *"./.../ es indiscutible que las circunstancias que motivaron los cambios normativos que se analizarán más adelante, eran imprevisibles para Acciona"*. Por último, y en el mismo orden de consideraciones, al analizar una tabla de los Balances de Transferencia de Energía realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, señala *"De esta misma información, destacamos que los costos por retiros en los puntos de compra para las Distribuidoras, así como también por SSCC, mínimos técnicos y otros cargos agrupados bajo el género sobrecostos ( 'Sobrecostos ' ), demuestran cuáles eran los valores razonablemente previsibles"*;
- 109) Que, en línea con lo anterior, resulta pertinente observar lo expuesto en ciertos pasajes de la Historia de la Ley 20.805. Así, por ejemplo, en el último párrafo de la letra e) del Mensaje Presidencial se indica expresamente que *"Asimismo, se propone que los contratos puedan contener mecanismos que permitan, previa aprobación de la autoridad regulatoria, traspasar ciertos cargos a precios cuando éstos se originen en cambios no previsibles al momento de la adjudicación y que signifiquen una alteración importante al régimen económico del contrato"*. Asimismo, en el Informe de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, cuando se habla del tercer eje en el cual se estructura el proyecto se indica que *"Además, se establece que los contratos pueden contener mecanismos que permitan, previa aprobación de la Comisión, traspasar ciertos cargos a precios, que cuando éstos se originen en cambios no previsibles al momento de la adjudicación y que signifiquen una alteración importante al régimen económico del contrato"*. Además, en el mismo informe se indica que *"se puedan traspasar ciertos cargos a precios, cuando éstos se originen en cambios no previsibles al momento de la adjudicación"*;

- 110) Que, en el mismo sentido, el Ministro de Energía de la época señaló, según da cuenta el Informe de la Comisión de Minería y Energía del Senado, *“/.../ que los contratos pueden contener mecanismos que permitan, previa aprobación de la CNE, traspasar ciertos cargos a los precios cuando éstos se originen en cambios no previsibles al momento de la adjudicación y que signifiquen una alteración importante al régimen económico del contrato”*. Asimismo, el senador Orpis en la discusión en sala señala *“Como en 20 años pueden suceder muchas cosas, se establece un mecanismo de revisión de precios para cuando se produzcan situaciones imprevisibles debido a que la actual legislación no contempla este tipo de instrumentos”*;
- 111) Que, de esta manera, la falta de previsibilidad es un elemento relevante en el análisis que ha de efectuarse de la solicitud, no resultando plausible la pretensión del Suministrador en orden a prescindir del mismo e interpretar la aplicación del mecanismo exclusivamente en base a la literalidad del artículo 134 de la Ley;
- 112) Que, el Suministrador no puede desconocer el hecho que al momento de estructurar su oferta debió efectuar una serie de análisis y proyecciones, en torno a los elementos principales que determinan el flujo de caja esperado, asociado al cumplimiento de las obligaciones del contrato. El propio Suministrador reconoce que, en su calidad de contraparte del Contrato, debe asumir los costos que representan la asignación de los costos sistémicos por los retiros asociados al abastecimiento de las Licitantes. Por consiguiente, el Suministrador admite que las empresas suministradoras de los Contratos de Suministro debieron internalizar al momento de realizar sus ofertas –y al definir el precio contenido en las mismas– todos aquellos costos de operación que proyectasen experimentar durante la vigencia del Contrato de Suministro. Más aún, en su solicitud de revisión de precios, el fundamento técnico presentado para dimensionar la magnitud del ajuste se sustenta en una proyección de los Costos Laterales basando sus expectativas de evolución de la matriz de generación en la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 (PELP), de acuerdo a los 3 escenarios planteados (i) Carbono Neutralidad, (ii) Recuperación y (iii) Transición Acelerada, concluyendo que el monto propuesto se basa en el promedio de 26,2 US\$/MWh para el horizonte comprendido entre agosto 2023 y diciembre del 2041, equivalente al período remanente de los Contratos de Suministro de la Licitación 2015/01. De conformidad a lo anterior, la misma empresa Acciona reconoce que el precio del Contrato de Suministro debe considerar proyecciones de los costos que debe asumir por el hecho de servir el mismo durante toda su vigencia. De igual manera, parece insuficiente haber considerado al momento de la presentación de su oferta, únicamente el promedio de los últimos 3 años previos a la presentación de su oferta, para determinar los costos sistémicos a asumir

durante un contrato de 20 años, sin realizar proyección alguna de la evolución de éstos en el tiempo de vigencia del contrato;

- 113) Que, finalmente, en lo que respecta a la alusión que efectúan las Cooperativas en orden a que el artículo 134 de la Ley únicamente permitiría la revisión de precios ante modificaciones de rango legal, esta Comisión coincide con el Suministrador en tanto que, no habiendo una distinción expresa en la Ley, no resulta dable restringir la naturaleza de las normas cuya modificación permite sostener la aplicación del mecanismo de revisión de precios, y, por tanto, ha de entenderse que el mismo será igualmente aplicable cuando la modificación provenga de una normativa aunque ella no sea de rango legal;
- 114) Que, de la relación de antecedentes antes señalados, y considerando el tenor de cada una de las intervenciones de las partes del procedimiento, queda de manifiesto que las Licitantes y el Suministrador no han arribado a acuerdo en relación a la Solicitud presentada por este último;
- 115) Que, la parte final del inciso 4° del artículo 134 de la Ley, es claro en señalar que, en caso de llegar a acuerdo, la Comisión verificará previamente el cumplimiento de los requisitos señalados en este inciso y autorizará las modificaciones contractuales a que dé lugar este mecanismo. Asimismo, se ha constatado por parte de esta Comisión, que no se ha producido un acuerdo entre las partes del contrato. Por lo tanto, no resulta procedente la modificación de Contratos de Suministro en los términos solicitados por el Suministrador;

#### (viii) Análisis de la Solicitud

- 116) Que, no obstante lo afirmado en el considerando inmediatamente anterior, en orden a la inexistencia de un acuerdo y por ende del supuesto que haría procedente la modificación del precio de los contratos en los términos pretendidos por la Solicitante, esta Comisión ha efectuado un detallado análisis respecto a la concurrencia de los requisitos establecidos para que opere el mecanismo de revisión de precios, el cual se desarrollará en los siguientes considerandos;
- 117) Que, en primer término, es necesario reiterar el marco normativo que sirve de antecedente inmediato para la solicitud que es objeto de análisis, contenido en el inciso 4 del artículo 134 de la Ley y en la Cláusula Quinto de los Contratos de Suministro, las cuales señalan los siguientes requisitos para que opere el mecanismo de revisión de precios: i) que el contrato contemple un mecanismo

de revisión de precios; ii) que el aumento de costos no sea imputable al suministrador; iii) que se produzca una variación de costos de capital o de operación para la ejecución del contrato, de una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio en las prestaciones mutuas, respecto de las existentes al momento de presentar la oferta; iv) que este desequilibrio se deba a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria. A dichos requisitos establecidos en la norma legal citada, debe agregarse aquel establecido en las bases de licitación y en los respectivos contratos, relativo a que, v) los cambios normativos alegados tengan como efecto directo y demostrable una variación de más del 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato;

118) Que el contrato contemple un mecanismo de revisión de precios.

Sobre este primer requisito, resulta indubitado que está establecido en la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro, por lo que no se profundizará a su respecto;

119) Que el aumento de costos no sea imputable al suministrador.

Respecto a este requisito, esta Comisión coincide con el Suministrador en orden a que los cambios normativos, así como las consecuencias de los mismos, no le pueden ser imputables. Es más, es el propio legislador, quien establece la procedencia del mecanismo de revisión de precios, cuando existan cambios normativos sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria y se cumplan los demás requisitos establecidos en el artículo 134 de la Ley.

Asimismo, cabe señalar que también se coincide respecto a la constatación del aumento de los costos asociados a SSCC y Sobrecostos. Sin embargo, se difiere con el Suministrador respecto a las causas que habrían dado origen a los mismos, y respecto a la afirmación del Suministrador en orden a que la causa de ellos sería inequívocamente los supuestos cambios normativos que alega. En línea con lo anterior y de acuerdo a lo que se expondrá más adelante en esta parte considerativa, a juicio de esta Comisión es posible apreciar otras causas que podrían haber tenido una incidencia directa en el aumento de los costos sistémicos, representadas por el aumento en el precio de los combustibles y por la evolución del mercado de generación. Lo anterior resulta relevante a efectos de dirimir la existencia o inexistencia de una relación de causalidad entre los hechos alegados y el efecto pretendido en la variación del precio de los contratos;

120) Que se produzca una variación de costos de capital o de operación para la ejecución del contrato, de una magnitud tal que produzca un excesivo

desequilibrio en las prestaciones mutuas, respecto de las existentes al momento de presentar la oferta.

Tal y como se expuso en los considerandos 38) y 39), el Suministrador alega en la Solicitud que ha debido soportar una variación excesiva en los costos unitarios de retiro, por SSCC y por Sobrecostos. Asimismo, señala que los mayores costos unitarios por dichos conceptos obedecen principalmente al cambio en la composición de la matriz de generación, el cual –según afirma– se ha visto alentado por los cambios normativos que invoca, principalmente por la política de descarbonización.

Respecto a este punto, si bien es cierto que a partir del año 2021 se ha observado un incremento considerable en los costos unitarios por SSCC y Sobrecostos, en opinión de esta Comisión, la conclusión a la que arriba el Suministrador en el sentido de que esta variación se explica principalmente por los cambios en la composición de la matriz de generación, es un resultado previsible de su propio análisis, el que resulta por construcción de la metodología empleada en su Informe Económico, la cual depende principalmente de las correlaciones observadas en el período analizado.

Adicionalmente, cabe señalar que, a juicio de esta Comisión, el resultado del Informe Económico no se encuentra debidamente respaldado mediante un análisis riguroso de las relaciones de causalidad detrás de los elementos que efectivamente explican la magnitud y evolución de estos costos unitarios.

De esta manera, es posible constatar que se verifica en el caso presentado por Acciona el requisito asociado al aumento en los costos, particularmente de operación, que ha de asumir por concepto de SSCC y Sobrecostos. Lo anterior, sin perjuicio de lo que se evaluará respecto a la concurrencia de los restantes requisitos que exige la norma del artículo 134 de la Ley, así como las bases de licitación y sus respectivos contratos.

De lo anterior, y a partir de una interpretación de lo indicado en la solicitud, es posible inferir que el excesivo desequilibrio económico al que alude el Suministrador se refiere al alza en el costo unitario de SSCC y Sobrecostos, que debe asumir para suministrar sus contratos.

Finalmente, esta Comisión entiende que el impacto al que alude el Suministrador y mediante el cual justifica el ajuste de precio solicitado, se funda en el Informe Económico que acompaña y forma parte de su solicitud, cuyo mérito esta Comisión evaluará en los siguientes considerandos;

- 121) Que este desequilibrio se deba a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria.

En relación a este requisito, el Suministrador indica que han existido cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial, ocurridos con posterioridad a la fecha de presentación de ofertas, esto es, posterior al 27 de julio de 2016, entre los que señala: i) los actos administrativos a través de los cuales se ha concretado el proceso de descarbonización acelerada; ii) la modificación de la regulación de SSCC; iii) los Sobrecostos que se especifican en la solicitud. Cada una de las hipótesis planteadas se analizan en los considerandos siguientes;

- 122) Sobre el primero de los supuestos cambios normativos alegados, cabe señalar que el Decreto N° 50 corresponde a un acto administrativo mediante el cual se aprueban acuerdos voluntarios suscritos entre las empresas generadoras y el Ministerio de Energía, los cuales indubitadamente tienen efectos particulares, circunscritos a las empresas que suscribieron los respectivos acuerdos. En línea con lo anterior, y sin perjuicio del contexto de discusión de política pública que precedió a la suscripción y aprobación de los referidos acuerdos, es posible advertir que en ellos también primaron consideraciones comerciales de las respectivas empresas incumbentes que fueron incidentes respecto a la decisión adoptada por ellas. Así, y sin perjuicio de reconocer que un decreto del Ministerio de Energía tiene la potencialidad para ser considerado como un cambio normativo en los términos exigidos por la norma del artículo 134 de la Ley, se aprecia que en el caso particular del Decreto N° 50, éste dista de tener efectos generales, más allá de aquellos que involucraron a las respectivas empresas suscribientes de los acuerdos aprobados.

En efecto, los referidos acuerdos —suscritos por las empresas Enel Generación Chile S.A., Gasatacama Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Colbún S.A., AES Gener S.A.—, indican que cada una de las referidas empresas se compromete en forma voluntaria a adoptar las medidas en él contenidas, con el objeto de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón que se indican, en los plazos y bajo las condiciones establecidas en dichos acuerdos. Asimismo, se expresa que los retiros a que aluden los acuerdos se encontrarían basados en el propio compromiso de las empresas por cambiar sus fuentes de generación, en línea con sus planes de negocio estratégicos.

Así, en el acuerdo suscrito por Enel y Gasatacama se indica “Asimismo, *cabe destacar que el presente Acuerdo se basa en los profundos compromisos que ha asumido Enel con los ciudadanos del país, en línea con su propia estrategia de sostenibilidad, su plan industrial, y siendo consecuente con la política global del grupo Enel*”.

Por su parte, el acuerdo suscrito por Engie indica *“El compromiso voluntario de EECL, en su calidad de actor relevante del mercado de energía, gas y servicios, e impulsor del progreso en armonía, para la adopción de las medidas, en los plazos y sujeto a las condiciones que este Acuerdo indica, para apoyar el Plan de Descarbonización y proceder al retiro progresivo de ciertas unidades generadoras a carbón de su propiedad” /.../ “La Empresa declara que, conforme a lo indicado en el antecedente b., está comprometida con el combate al cambio climático y al calentamiento global, y en el contexto de un desarrollo sostenible (ambiental, social y económico), desplegará sus mejores esfuerzos para disminuir el impacto que producen las emisiones de sus operaciones, teniendo siempre presente la seguridad y la eficiencia económica del SEN, la actividad económica local y los eventuales aspectos sociales y medioambientales imprevistos que el proceso de cierre progresivo de unidades generadoras a carbón puede traer aparejado consigo”.*

El acuerdo suscrito por Colbún, por su parte, señala *“Colbún tiene una vocación clara por las fuentes de generación no emisoras de gases de efecto invernadero y está comprometida en contribuir para que la matriz energética del país sea más limpia. Con este propósito, Colbún decidió participar en las Mesa de Trabajo de Descarbonización constituida por el Ministerio de Energía, y cuyas reuniones se realizaron entre los meses de junio de 2018 y enero 2019”.*

Finalmente, el acuerdo suscrito por AES Gener dispone *“ /.../ el presente Acuerdo se basa en los profundos compromisos que ha asumido AES Gener S.A. con los ciudadanos del país, de la mano de la implementación de políticas de valor compartido empresarial”.*

De esta manera, es posible concluir no sólo el efecto relativo del Decreto N° 50 como norma aplicable a aquellas empresas que suscribieron los acuerdos por él aprobados, sino que también se aprecia en la génesis de dichos acuerdos la concurrencia esencialmente voluntaria de las empresas que los suscriben.

En línea con lo anterior, es importante enfatizar que las condiciones para el retiro de centrales de generación se encontraban establecidas en la normativa vigente a esa época, encontrándose las empresas habilitadas a realizar el retiro de sus centrales cuando voluntariamente lo decidan, no representando el Decreto N° 50 ninguna innovación sustantiva respecto a la normativa que regula tal materia. En efecto, el artículo 72-18 de la Ley, establece las normas que regulan el retiro, modificación y desconexión de instalaciones de generación. Particularmente, faculta el retiro por parte de los propietarios de tales instalaciones, bajo las condiciones de antelación y comunicación previa, así como también faculta a la Comisión para eximir a las empresas del

cumplimiento de los referidos plazos o de prorrogar los plazos solicitados, previo informe del Coordinador. De esta manera, queda en evidencia que los propietarios de las unidades de generación cuentan por ley con una habilitación para retirar voluntariamente tales instalaciones, sin que ello se vea alterado de manera alguna con ocasión de la dictación del Decreto N° 50, más aun considerando que la disposición contenida en el artículo 72-18 de la Ley precede a la fecha de dictación de este último decreto.

No obstante lo anterior, los referidos acuerdos comprometieron la modificación del Reglamento de Potencia, destinada a incluir un nuevo estado operativo denominado "Estado Operativo de Reserva Estratégica" (en adelante "ERE"). Es precisamente dicha parte de los acuerdos los cuales, en opinión de esta Comisión, pudieron tener la vocación de constituir un cambio normativo con carácter general, pero en tanto ello no fue materializado sino con ocasión de la dictación del Decreto N° 42, de 2020, del Ministerio de Energía, no es posible atribuir tal aptitud al Decreto N° 50.

Efectuada la alusión al Decreto N° 42 y a la consagración a nivel reglamentario del ERE, resulta pertinente analizar los alcances que dicha condición operativa tuvo dentro del marco de la alegación efectuada por el Suministrador. Al respecto, es opinión de esta Comisión que, reconociendo el carácter de cambio normativo sectorial a dicha modificación reglamentaria, ella no puede ser calificada en ningún caso como sustancial, en tanto se aprecia que este mecanismo ha sido acogido solamente para una central de generación (Ventanas 1, de 114 MW), y por un período acotado de tiempo. Del total de 1.397 MW a carbón que se han retirado del sistema eléctrico hasta el año 2023, la baja y acotada adhesión del ERE da cuenta que no se trata de un cambio sustancial, capaz de generar efectos permanentes y relevantes en la estructura de costos de las distintas empresas generadoras, incluida por cierto el Suministrador.

En efecto, esta Comisión considera que no es posible atribuir el carácter de sustancial al cambio normativo representado por el Decreto N° 42, toda vez que la consagración a nivel reglamentario del ERE no pudo ser incidente en los cambios en el cronograma de salida de las centrales a carbón de las empresas suscribientes, toda vez que, como ya se dijo, fue estadísticamente poco significativo el porcentaje de generación a carbón que pudiendo acogerse al mecanismo lo hizo, incluso considerando aquellas centrales que se retiraron en forma anticipada.

A su vez, en opinión de esta Comisión, y contrario a lo señalado por el Suministrador en su presentación, la creciente participación en la matriz de generación de fuentes renovables variables no encuentra explicación a partir

del proceso de descarbonización y demás cambios normativos aludidos, sino que el mismo es reflejo de un proceso competitivo en el mercado de generación eléctrica, a partir del cual nuevas tecnologías más eficientes han ido ganando protagonismo, y desplazando a otras formas de generación menos eficientes. Lo anterior, y tal como se muestra en los considerandos siguientes, se explica a partir de la organización y características del mercado de generación;

- 123) Que, en relación a la modificación de la regulación de SSCC, es importante tener presente, en primer término, que, si hubo algún cambio normativo sustancial en relación a esta materia, éste se habría encontrado representado por la dictación de la Ley N° 20.936, lo cual —no puede obviarse— ocurrió con anterioridad a la fecha de presentación de la oferta del Suministrador.

De esta manera, el análisis de los cambios reglamentarios alegados por el Suministrador necesariamente han de ser realizados a la luz de las disposiciones que sobre la materia en particular contenía la Ley N° 20.936. Así, la modificación normativa a la que hace referencia el Suministrador, correspondiente a las disposiciones contenidas en el Decreto N° 113, debe ser contrastada con la normativa vigente al momento de su dictación, esto es, las disposiciones en el ámbito de los SSCC que estableció la Ley N° 20.936, y no el Decreto N° 130, como pretende en ciertos pasajes de su presentación el Suministrador.

Dicho lo anterior, cabe señalar en primer término que es la propia Ley N° 20.936, en su artículo 72-22, la que señala que las disposiciones para la debida y eficaz implementación del respectivo Título en el cual se regulan los SSCC, será realizada a través de un reglamento (potestad reglamentaria de ejecución).

Siguiendo al profesor Luis Cordero Vega *"La potestad reglamentaria de ejecución supone la dictación de reglamentos que desarrollen, pormenorizan o complementan la ley, facilitando la aplicación de los mandatos legales, pero no pueden innovar y vulnerar el contenido normativo entregado en la Ley"*.<sup>1</sup> Continúa señalando que *".../ el Presidente de la República goza de poder de emitir reglas que propendan a la observancia, eficacia y eficiencia en la aplicación de las leyes, pero carece de autorización, dentro de su potestad reglamentaria, para dictar preceptos que van más allá, contradigan, se opongan o extralimiten en los términos de la ley en que se basan"*.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> CORDERO, Luis. 2015. Lecciones de Derecho Administrativo, segunda edición corregida. Santiago. 147p.

<sup>2</sup> Op cit. P148.

Adicionalmente con el concepto de potestad reglamentaria de ejecución antes señalado, es pertinente abordar la aseveración que realiza el Suministrador, en respuesta a Cooperativas, en la cual indica que no es posible entender, bajo ningún criterio jurídico, que el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución corresponde a una mera reiteración de lo preceptuado en la Ley. En efecto, tal y como se indicó precedentemente, el ejercicio de la potestad reglamentaria no ha de entenderse como una reiteración de lo dispuesto en la respectiva ley que le sirve de antecedente, sino más bien, debe entenderse como el ejercicio normativo que permite pormenorizar o complementar la Ley, facilitando la aplicación de los mandatos legales, pero no puede innovar y vulnerar el contenido normativo entregado en la Ley.

A partir de lo anterior, lo importante, a juicio de esta Comisión, es el análisis respecto del alcance de la habilitación legal representada por la Ley N° 20.936 y la verificación respecto a si el Decreto N° 113 se enmarca o no dentro de dicho marco de habilitación, constatándose que el referido Decreto sí se ajustó a los bordes normativos que se establecieron en la Ley, y por tanto a su respecto no es posible atribuirle el carácter de un cambio normativo en los términos exigidos por el artículo 134 de la Ley, pues no se trata de una innovación normativa sustancial sino de la ejecución de un precepto legal ya existente.

En relación al argumento de que el nuevo régimen de SSCC contenido en el Decreto N° 113, habilita a crear nuevos SSCC no contemplados en el régimen antiguo representado por el Decreto N° 130 y de esta forma aumentar el costo de los SSCC, cabe señalar que los SSCC que se han determinado antes y después de la dictación del Decreto N° 113, son esencialmente los mismos. En efecto, bajo el alero del Decreto N° 113 sólo se han definido dos nuevas subcategorías en el control de frecuencia: el control rápido y el control terciario, implementándose sólo este último. Cabe señalar, además, que estas nuevas categorías surgen a partir de avances en la industria que permiten contar con nuevas prestaciones de manera más eficiente, y no disponer de ellas solamente encarece los costos de operación del sistema, contraviniendo el principio básico de la operación económica del sistema eléctrico.

Luego, cabe afirmar que en todo momento los SSCC a implementarse son los requeridos para la operación segura del sistema eléctrico, los que, por su definición y funciones, deben necesariamente adaptarse a las condiciones y características del parque generador existente. Mantener inalterada la definición de los SSCC posibles de ser implementados, simplemente redundaría en una operación menos eficientes y a mayores costos del sistema eléctrico, resultando en mayores costos necesarios para la debida operación de los contratos.

Relacionado con este punto, cabe señalar que la afirmación que formula Acciona y se expone en la respuesta que entrega a la consulta referida en el considerando 58), en el sentido que las modificaciones introducidas a la bases de licitación 2023/01, constituyen un reconocimiento por parte de esta Comisión de la relación de causalidad existente entre los SSCC y los costos de operación de los contratos, y consecuentemente del cambio normativo incorporado por el Reglamento de SSCC, es, en opinión de esta Comisión, errada. Lo anterior por cuanto las modificaciones introducidas a las bases de licitación 2023/01 en lo referido a la fórmula de indexación del precio de la energía, no pretenden constituirse en un mecanismo alternativo tendiente a reconocer en el precio de los contratos variaciones producto de cambios normativos, debido que para ello se cuenta precisamente con el mecanismo dispuesto en el artículo 134 de la Ley. Simplemente, y en términos de lo expuesto por el Suministrador, ha buscado evitar que la volatilidad observada en torno al pago por SSCC y Sobrecostos, motivada por circunstancias transitorias que afectan en el corto plazo el pago asociado a tales conceptos, hubiese significado primas de riesgo permanentes, afectando al precio de los contratos durante toda su vigencia. Es decir, ha pretendido constituirse en un mecanismo eficiente, dadas las actuales condiciones de mercado. En suma, a diferencia de las bases de licitación 2023/01, el mecanismo previsto en las bases de licitación del proceso 2015/01 suponía que el Suministrador, bajo su responsabilidad, debía formular su mejor estimación en cuanto al impacto de los SSCC y Sobrecostos en los costos de operación de su contrato, y reconocerlo como tal en el precio ofertado. En ese sentido, el Suministrador reconoció efectuar dicha estimación en base la metodología señalada en el considerando 57), asumiendo los riesgos que la misma supone.

Por su parte, en cuanto a la afirmación que realiza el Suministrador en torno a que el Decreto N° 113 ha propiciado y privilegiado la instrucción por parte del Coordinador de la prestación directa de los SSCC, en desmedro de las licitaciones y subastas, sobre el cual se le consultó y respondió según lo señalado en el considerando 63), no se contiene en su presentación ninguna argumentación clara y coherente que permita respaldar dicha afirmación, en el sentido de demostrar que, en dicha situación, la prestación de estos SSCC mediante subastas hubiese resultado en una asignación más eficiente de los recursos disponibles. Privilegiar la prestación de SSCC mediante instrucción directa, cuando previamente se ha emitido un informe de SSCC el cual ha evaluado y resuelto que no existen condiciones de competencia suficientes para ordenar la provisión de tales SSCC mediante licitaciones o subastas, como desde ya lo disponía la Ley N° 20.936, no puede calificarse como la defraudación de una expectativa como afirma en su presentación el Suministrador, sino sólo como la aplicación de las disposiciones expresamente

señaladas en la Ley. Cabe señalar, además, que es la misma Ley en el artículo 72-7 la que expresamente dispone que los coordinados podrán someter a dictamen del panel de expertos sus discrepancias respecto a los resultados del informe de SSCC a que se ha hecho referencia, por lo que no resulta admisible la aseveración que formula el Suministrador en orden a que la forma en que se ha implementado esta parte de la ley supone una subversión del propósito perseguido por la misma.

A su turno, en lo que respecta a su alegación contra la instrucción directa para la prestación de ciertos SSCC, el Suministrador ha enfatizado que la misma remunera los costos de oportunidad, lo cual encarece los costos de los SSCC. Respecto a este punto, y en base a la línea argumentativa que desarrolla, en la cual destaca la poca relevancia que han tenido las licitaciones y subastas en ciertos SSCC, el Suministrador parece desconocer un principio básico de la formación de precios de cualquier mercado, en el cual los costos de oportunidad naturalmente forman parte del precio. O, dicho en otras palabras, cualquier licitación o subasta considera en el precio de adjudicación final, el costo de oportunidad del bien o servicio subastado. En este sentido, el Suministrador en su solicitud solamente muestra una simple correlación temporal entre la entrada en vigencia del nuevo régimen de SSCC y los pagos por los mismos, sin existir mayor análisis respecto de los elementos o variables que podrían influir en el alza de dichos costos, como es el precio de los combustibles. Cabe considerar que, en el mercado eléctrico, y en particular en las subastas para la prestación de SSCC, dicho costo de oportunidad corresponde al costo marginal del sistema, el cual depende del precio de los combustibles y, por tanto, es posible concluir que pueden presentar algún grado de correlación y causalidad. Así, esta eventual causalidad es más propio entenderla respecto del precio de los combustibles que impactan en el costo de oportunidad, que respecto del efecto de los supuestos cambios normativos alegados sobre el referido costo.

A mayor abundamiento, cabe recordar que el régimen antiguo de SSCC también remuneraba los costos de oportunidad, ya sea mediante la exigencia de reserva en giro, en cuyo caso el costo de oportunidad era soportado enteramente por cada generador a prorrata de su potencia máxima, o en caso de asignarse a ciertas unidades en particular, los costos de oportunidad eran asumidos por los demás generadores a prorrata de sus inyecciones.

Finalmente, resulta conocido el hecho que la creciente penetración de energías renovables, que el Suministrador reconoce haber observado al momento de presentación de su oferta, y sobre la cual no podía sino razonablemente suponer que seguiría incrementándose a futuro, conllevaría naturalmente a

mayores requerimientos de SSCC, con el fin de lograr una operación segura y a mínimo costo del sistema eléctrico;

- 124) Prosiguiendo con el análisis de los supuestos cambios normativos alegados por el Suministrador, corresponde evaluar, finalmente, los argumentos relativos a los Sobrecostos, que en la solicitud se circunscriben a los mínimos técnicos. Como premisa, cabe señalar que los mínimos técnicos ya se encontraban regulados al momento de la dictación del Decreto N° 130, y las modificaciones introducidas a partir del mismo, dan cuenta que se trata de una herramienta destinada a velar por la operación a mínimo costo del sistema eléctrico, que permita hacer un uso eficiente de las unidades de generación y los recursos energéticos disponibles, asegurando una efectiva puesta en práctica del principio marginalista en que se fundamenta la operación del mercado spot.

Al respecto, el mayor o menor uso de los mínimos técnicos en el sistema eléctrico, ha respondido exclusivamente a decisiones operacionales, tendientes a servir de manera segura y a mínimo costo la demanda.

En su solicitud el Suministrador solamente destaca que, previo a la presentación de ofertas, los mínimos técnicos se habían aceptado respecto a escasas unidades generadoras. Lo anterior parece reafirmar que, al momento de presentar su oferta, Acciona evaluó el impacto o relevancia de los mínimos técnicos analizando la historia pasada, aun manifestando que ha dicha fecha ya era evidente una participación creciente de fuentes renovables variables, y desconociendo el impacto de una creciente participación solar en el sistema eléctrico dadas las reglas de operación y despacho existentes.

Sin embargo, es posible afirmar que lo que parece una simple contradicción —en cuanto a que Acciona aun previendo una participación creciente de energías renovables variables, estimó la valorización de SSCC y Sobrecostos en función del comportamiento histórico con baja penetración de energías renovables—, no lleva sino a confirmar su línea argumental, en el sentido que lo que ha generado la creciente participación de energías renovables variables, en particular la solar, ha sido la política de descarbonización, desconociendo que esto ha obedecido más bien a un proceso competitivo entre distintas fuentes de generación, a través del cual tecnologías más eficientes han reemplazado a las ya establecidas. En dicho proceso, ciertamente el Suministrador ha sido un actor relevante, protagonista precisamente del cambio que ha transitado la matriz de generación en nuestro país, resultando ganador, con menores precios ofertados, en procesos de licitación en los que también compitieron tecnologías tradicionales térmicas. Luego, pretender que los resultados obtenidos por Acciona en estos procesos se deben exclusivamente al impulso de una política de descarbonización, no hace sino

restar valor o desconocer la evolución que ha tenido el mercado de generación y las ventajas competitivas que nuevas tecnologías renovables presentaban en desmedro de las tecnologías incumbentes o tradicionales existentes no sólo en el país, sino también en la mayoría de los mercados eléctricos alrededor del mundo.

Asimismo, en su presentación el Suministrador desconoce la influencia del costo de los combustibles, particularmente del carbón, en tales Sobrecostos, señalando simplemente que los mismos se han incrementado de manera considerable. Sin embargo, en opinión de esta Comisión, el alza en el precio de los combustibles, particularmente del carbón, permiten explicar en gran medida el alza de tales Sobrecostos, no siendo una variable que pueda obviarse en los análisis que fundan la pretensión alegada;

- 125) Que, los cambios normativos alegados tengan como efecto directo y demostrable una variación de costos superior a 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato.

Tal como ya fue esbozado en el considerando 120) de esta resolución, en opinión de esta Comisión, los argumentos de la solicitud y sobre los cuales se funda el Informe Económico, así como las respuestas presentadas por Acciona a las consultas formuladas por esta Comisión en el marco del procedimiento, no permiten acreditar fehacientemente que el desequilibrio económico alegado por el Suministrador sea efecto directo y demostrable de los cambios normativos alegados, sino a otras circunstancias que a continuación se analizarán.

La solicitud y el Informe Económico consideran en primer lugar que la creciente participación de centrales de generación renovable variable obedece al retiro y la paulatina disminución en la generación esperada en base a centrales térmicas a carbón, estimulada según declara, por la política de descarbonización acelerada. Repitiendo ciertas consideraciones ya realizadas respecto a este argumento, cabe señalar que a juicio de esta Comisión la conclusión anterior resulta equivocada, toda vez que desconoce la existencia de mecanismos naturales en mercados competitivos, a partir de los cuales nuevas tecnologías más eficientes desplazan en el tiempo a las menos eficientes.

Cabe señalar, además, que el mercado de generación eléctrica es un mercado abierto, en el cual compiten en cada momento todas las tecnologías disponibles, favoreciendo el ingreso de aquellas más eficientes. El mercado spot o de corto plazo, opera en base al despacho de las unidades generadoras por orden de mérito económico, abasteciendo de manera segura y al menor

costo la demanda prevista, haciendo un uso eficiente de los recursos energéticos y las fuentes de generación disponibles.

Los cambios introducidos mediante la Ley N° 20.805, permitieron que las Bases de licitación 2015/01 incluyeran modificaciones que favorecieron la participación de nuevos actores en el mercado, disminuyendo las barreras a la entrada, comprometiendo la ejecución de nuevos proyectos de generación, capaces de competir en igualdad de condiciones con las empresas ya establecidas.

Las inversiones en el mercado de generación se sustentan principalmente en base a contratos de suministro a largo plazo. En ese sentido, es posible observar que previo a la presentación de ofertas de la Licitación 2015/01, el Precio Medio de Mercado del Sistema Interconectado Central se encontraba en torno a 94 US\$/MWh, un valor acorde a los costos de inversión de las distintas tecnologías de generación eléctrica observados a esa fecha, y reflejados por la Comisión en los informes de Precio de Nudo de Corto Plazo del momento.

Los resultados de la Licitación 2015/01 pusieron en evidencia las múltiples empresas que estaban dispuestas a ofrecer contratos de suministro eléctrico a precios significativamente menores a aquellos que distribuidoras y clientes libres debían pagar por sus contratos de suministro a largo plazo. Lo anterior, en su mayoría respaldados mediante nuevos proyectos de generación eólicos y solares, cuyos bajos costos de inversión se revelaron al mercado con ocasión de dicha licitación.

Así, la licitación 2015/01 permitió visibilizar que los costos de desarrollo de la tecnología solar y eólica en realidad diferían de los costos de inversión percibidos para dichas tecnologías hasta esa fecha, lo cual se reflejaba no solamente en su escasa participación en la matriz de generación, sino también en los planes indicativos de obras de generación, que forman parte de los distintos procesos de planificación en los que interviene esta Comisión. En ese sentido, cabe destacar que por ejemplo en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo ("ITD") de Abril de 2016, el costo de inversión de tecnología eólica considerado era de 2.300 US\$/kW, y la solar de 2.100 US\$/kW, el cual al año siguiente, Abril de 2017, resulta en costos de inversión considerados de 1.800 US\$/kW para la tecnología eólica, y de 1.200 US\$/kW para la tecnología solar, costos de inversión unitarios que continuaron bajando los años siguientes.

Las posibilidades de contratación a largo plazo ofrecidas a través de la Licitación 2015/01 por ejemplo, permitieron que nuevos suministradores, comprometiendo la ejecución de nuevos proyectos de generación en base a

tecnología solar y eólica, desafiaron a los actores incumbentes, logrando suscribir nuevos Contratos de Suministro tanto con clientes regulados como con clientes libres, aumentando la competencia y reduciendo los niveles de concentración del mercado. Lo anterior, a su vez significó que estas nuevas tecnologías de generación continuaron ganando participación, reemplazando a las fuentes de generación tradicionales, formando parte del proceso natural de cualquier mercado, ante la irrupción de nuevas tecnologías más eficientes.

Al momento de la presentación de ofertas, el Suministrador, como actor relevante en el desarrollo de estas tecnologías, no podía sino razonablemente suponer que el proceso competitivo antes mencionado iba a tener lugar, considerando que los precios ofertados por el Suministrador en la licitación 2015/01 consideraban costos de inversión de estas tecnologías menores que los altos costos de inversión señalados por ejemplo en el ITD de abril de 2016, altos costos que guardan relación con el precio medio de contratación de clientes libres observado a esa fecha.

Es decir, considerando las características del mercado de generación en Chile, el cual se basa en la neutralidad tecnológica, el acceso abierto, la libertad de entrada de nueva capacidad, despacho por orden de mérito, entre otros, es posible afirmar que al momento de la presentación de ofertas el Suministrador contaba con información suficiente que le permitía razonablemente suponer una creciente participación de la generación mediante fuentes renovables no gestionables, principalmente solar y también eólica.

Adicionalmente a lo antes expuesto, y tal como lo relevan las Cooperativas en su respuesta a solicitud de la Comisión señalada en el Considerando 83), se tiene a la vista que la propia Solicitante ha presentado precios de oferta en los procesos de Licitación 2021/01 y Licitación 2022/01 apreciablemente menores en comparación al precio ofertado en la Licitación 2015/01. Lo anterior es particularmente relevante para estos efectos, puesto que las señaladas Licitaciones 2021/01 y 2022/01 se realizaron con posterioridad a los cambios normativos alegados. Bajo los argumentos presentados por la Solicitante, de haber tenido a la vista, al momento de presentar las ofertas de la Licitación 2015/01, el efecto en costos de los cambios normativos aludidos, el precio de la oferta se habría incrementado en 25,076 US\$/MWh, correspondiente al valor que estiman como efecto perdurable a lo largo de la vida del contrato de tales cambios normativos. No obstante, el propio Suministrador realiza ofertas en las licitaciones de los años 2021 y 2022, con posterioridad a la implementación de los cambios normativos alegados, pero el efecto de tales incrementos en costos alegado por la Solicitante no se ven reflejados en sus precios de oferta de estos nuevos procesos.

La evidencia parece apoyar, entonces, más bien la hipótesis de que los cambios normativos alegados no eran sustanciales en el aumento de costos, o al menos en la magnitud planteada en la Solicitud. A modo de ejemplo, Acciona presentó una oferta por aproximadamente 28 US\$/MWh, con lo cual, teniendo conocimiento en 2022 de los efectos de los cambios normativos aludidos, su precio de oferta debió haber considerado los supuestos costos sistémicos por 26,2 US\$/MWh ocasionados principalmente por tales cambios normativos ya en ejecución, restando sólo 1,8 US\$/MWh para cubrir los demás costos de capital y operación del contrato, lo cual parece a todas luces poco plausible y desacredita el argumento propuesto por la Solicitante.

Por otra parte, esta evidencia parece concordar de mejor manera con la hipótesis de que un alza, no prevista, en el precio de los combustibles del mercado internacional ha impactado en la valorización de los costos sistémicos y por ende en el equilibrio económico de los contratos. En tal caso, los cambios en la normativa no son los causantes de las variaciones en los costos sistémicos alegados y son los Suministradores los responsables de asumir los riesgos de la volatilidad del mercado eléctrico producto de variaciones en el mercado internacional de combustibles;

- 126) Por otra parte, la solicitud descarta la relevancia que en los Sobrecostos y SSCC han tenido y tienen los costos de los combustibles, aun cuando se trata en su mayoría de costos originados a partir de la operación de unidades térmicas o embalses, cuyos costos de operación o precios sombra asociados, según corresponda, dependen directamente del precio de los combustibles.

En efecto, al analizar la serie de datos mensuales de costos por SSCC y Sobrecostos (excluyendo reserva hídrica y pagos por precio estabilizado), junto al costo variable asociado a la generación mediante carbón, todos ellos expresados en US\$/MWh, durante el período enero 2020 - octubre 2023, ambas series registran una correlación del 97%. Adicionalmente, al aplicar el test estadístico de Engle & Granger a estas series, se evidencia que ambas series tendrían tendencias estocásticas comunes, desechando la hipótesis que se trataría de sólo una correlación espuria, e indicando que existe una importante relación de causalidad entre los costos de los combustibles y los pagos por concepto de Sobrecostos y SSCC antes señalados.

Para analizar esta relación, es posible hacer uso de los resultados de la operación económica del sistema eléctrico, en lugar de los métodos estadísticos empleados por el Suministrador, los cuales replican a futuro las relaciones observadas en el pasado.

Haciendo uso de esta metodología, es posible a partir del Registro de Instrucciones de Operación, las políticas y planillas de cálculo de Sobrecostos y SSCC, los costos de oportunidad y mínimos técnicos, todos ellos emitidos por el Coordinador, modelar la operación del mercado eléctrico, respetando sus reglas de operación segura a mínimo costo, y con ello introducir ciertos cambios y analizar el impacto que éstos hubiesen tenido en los Sobrecostos y SSCC, y con ello poder verificar las relaciones de causalidad y la magnitud del impacto aludida.

Atendida la hipótesis del Suministrador en el sentido que existe un cambio de tendencia en la serie de Sobrecostos y SSCC a mediados de 2021 explicado por la mayor penetración de energía renovable, particularmente solar, derivada de los cambios a que alude, al simular la operación del mercado eléctrico, manteniendo constante la generación horaria solar a la observada durante el año 2019, evitando el quiebre de tendencia observado para esta serie en años posteriores, y con ello redefinir la operación horaria resultante del sistema eléctrico, es posible determinar los nuevos costos marginales y demás costos de operación resultantes.

Mediante esta metodología es posible simular un redespacho de la operación real horaria de las unidades térmicas que en dicho momento eran capaces de tomar carga. La limitación solar horaria introducida genera una diferencia respecto a la demanda horaria observada, la cual es cubierta por las generadoras térmicas disponibles en dicho momento, siendo la más cara de éstas la que marca el costo marginal simulado para dicha hora. Cabe señalar que en esta simulación no se modifican las unidades que prestaron SSCC, siendo posible a partir de los nuevos costos marginales simulados, obtener los costos de oportunidad, pagos por SSCC y Sobrecostos resultantes de la limitación en la generación solar simulada.

Para analizar la hipótesis antes señalada es posible, a la serie de pagos por SSCC y Sobrecostos resultante, sin considerar pagos por reserva hídrica y precio estabilizado, aplicarle los respectivos tests estadísticos, y con ello analizar si existe evidencia de cambio estructural en la respectiva serie de datos. Los resultados de los tests estadísticos aplicados muestran que continúa evidenciándose la existencia de cambio estructural durante el año 2021 en dicha serie de costos unitarios, dando cuenta que dicho quiebre puede deberse a otros motivos, distintos a la mayor penetración de energía renovable.

Adicionalmente, es posible simular las consecuencias en los costos de operación del sistema eléctrico, de mantener constante el precio de los combustibles en los valores observados previo al aumento experimentado en los años anteriores. Para ello, si, partiendo del ejercicio señalado en el párrafo

anterior, es decir además de fijar la generación solar horaria a la observada durante 2019, se simula que el costo variable del carbón se mantiene fijo a los valores observados durante mayo de 2020, correspondiente al menor valor observado en la serie de precios de combustibles previo al alza evidenciada desde entonces, manteniendo la relación real de los demás combustibles durante el mismo período para no afectar el orden de mérito de las unidades térmicas disponibles, la serie de costos unitarios resultante no evidencia la existencia de quiebre estructural que señala tanto la Solicitud como el Informe Económico.

Atendido lo anterior, es posible verificar que los altos costos unitarios asociados al pago de SSCC y Sobrecostos en el sistema eléctrico nacional, aludidos por el Suministrador y sobre los cuales justifica su solicitud de modificación de precios, se explican en su mayoría a partir del alza en el precio de los combustibles fósiles observado a partir de 2020, no observándose por tanto una relación de causalidad entre los supuestos cambios normativos alegados y el aumento de los costos de operación de los contratos, que permita configurar el requisito exigido en los contratos, en orden a que el cambio en estos últimos sea directo y demostrable, de manera de configurar la causal que permite activar el mecanismo de revisión de precios;

#### ix) Conclusiones y pronunciamiento de la Comisión

- 127) Que, habiéndose llevado a efecto el procedimiento establecido en el inciso 4 del artículo 134 de la Ley, en relación con lo dispuesto en la Cláusula Quinto de los Contratos de Suministros y artículos 85 y siguiente del Reglamento de Licitaciones referente al mecanismo de revisión de precios, se ha constatado por parte de esta Comisión y ha quedado establecido en el presente acto administrativo, que las partes no han llegado al acuerdo requerido en la referida disposición;
- 128) Que, no obstante lo anterior, esta Comisión de igual manera analizó cada uno de los requisitos establecidos a fin de verificar el cumplimiento de los mismos;
- 129) Que, como resultado del análisis antes señalado, ha quedado de manifiesto que el Solicitante no ha podido acreditar el cumplimiento copulativo de todos los requisitos establecidos en el artículo 134 de la Ley y la Cláusula Quinto del Contrato de Suministro. En particular, a juicio de esta Comisión, no se ha logrado acreditar que los cambios normativos alegados puedan ser calificados como tales o, en su caso, que puedan ser calificados como sustanciales y no transitorios en los términos que exige el referido artículo. Y, adicionalmente, representando el principal elemento de juicio que ha tenido esta Comisión a la vista, es posible afirmar que respecto a los Sobrecostos que inciden en los

costos operacionales del Suministrador –no desconociendo su existencia y magnitud– no ha logrado acreditarse, que ellos hayan sido causados de manera directa y demostrable por los supuestos cambios normativos alegados;

- 130) Que, de esta manera, es posible concluir que el Solicitante no ha logrado acreditar que por causas no imputables al Suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado una magnitud tal que produzca excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de la presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria, que tengan por efecto directo y demostrable una variación de más del dos por ciento en los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato;
- 131) Que, habiéndose llevado a cabo el procedimiento de conformidad a lo estrictamente establecido en el artículo 134 de la Ley, Clausula Quinto del Contrato de Suministro y artículos 85 y siguientes del Reglamento de Licitaciones, corresponde que esta Comisión dicte el acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 9° de la Ley N° 19.880 y demás normas pertinentes;

## **RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Declárese que, respecto a la solicitud presentada por el Suministrador, esta Comisión no ha dado por verificado el cumplimiento de los requisitos señalados en el artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos y Cláusula Quinto del Contrato de Suministro para proceder a la revisión de precios en los términos solicitados por la empresa requirente Acciona Energía Chile Holdings S.A.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, y de acuerdo a los fundamentos de hecho y de derecho latamente expuestos en el presente acto administrativo, se rechaza la solicitud de revisión de precios de los Contratos de Suministro de energía y potencia para clientes regulados suscritos por Acciona Energía Chile Holdings S.A. bajo el proceso Licitatorio 2015/01.

**ARTÍCULO TERCERO:** Notifíquese la presente Resolución Exenta a Acciona Energía Chile Holdings S.A. y a las empresas distribuidoras.

**ARTÍCULO CUARTO:** Notifíquese la presente Resolución Exenta a la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile y a la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile

**Anótese y notifíquese.**

SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

**AOM/MFH/MOC/JMS/SCT**

**Distribución:**

- Acciona Energía Chile Holdings, S.A.
- Empresas distribuidoras: Compañía General de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. y Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.
- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Regulación Económica CNE
- Oficina de Partes CNE

**Expte: N° 2184-2023, N° 3601-2023, N° 823-2024, y N° 1060-2024**