

Dictámenes Discrepancias N°11, N°12 y N°21-2023

Área Típica N°12

Discrepancias presentadas por Cooperativa Eléctrica Charrúa Limitada, respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020- noviembre 2024

Santiago, 25 de abril de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

| | |
|------------------------|--|
| ATD | Área Típica de Distribución |
| AyR | Aumentos y Retiros |
| Bases o Bases Técnicas | Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024 |
| BNUP | Bienes Nacionales de Uso Público |
| CEN o Coordinador | Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional |
| Coelcha | Cooperativa Eléctrica Charrúa Limitada |
| COMA | Costos de Operación, Mantenimiento y Administración |
| COyM | Costos de Operación y Mantenimiento |
| CONAF | Corporación Nacional Forestal |
| Consultor | INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A. |
| CNE o Comisión | Comisión Nacional de Energía |
| Chilquinta | Chilquinta Distribución S.A. |
| Enel | Enel Distribución Chile S.A. |
| Estudio del Consultor | Informe Final Definitivo del Estudio preparado por INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., entregado a la CNE el 3 de mayo de 2022 |
| FIC | Frecuencia de Interrupciones a Clientes |
| Informe Técnico | Informe Técnico para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020-2024, aprobado por la Resolución Exenta N°908 de 23 de diciembre de 2022 de la Comisión Nacional de Energía |
| Ley N°21.194 | Ley N°21.194 de 2019 que "Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica" |
| LGSE | Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 de febrero de 2007 del Ministerio de Economía, que "Fija texto refundido, |

| | |
|----------------------|---|
| | coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos” |
| Ministerio | Ministerio de Energía |
| MT | Media Tensión |
| NTD | Norma Técnica de Calidad de Servicio para sistemas de Distribución, fijada por Resolución Exenta N°706 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía |
| O&M | Operación y Mantenimiento |
| OCDE | Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos |
| Opex | Gasto Operacional (<i>Operational Expenditure</i>) |
| Panel | Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos |
| Reglamento del Panel | Decreto Supremo N°44 de abril de 2017 del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en La Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que indica” |
| SAIDI | Tiempo medio de interrupción por Cliente (<i>System Average Interruption Duration Index</i>) |
| SAIFI | Frecuencia media de interrupciones por Cliente (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>) |
| SEC | Superintendencia de Electricidad y Combustibles |
| TIC | Tiempo de Interrupciones a Clientes |
| VNR | Valor Nuevo de Reemplazo |
| VAD | Valor Agregado de Distribución |

ÍNDICE

| | | |
|--------|--|----|
| 1. | ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS..... | 5 |
| 1.1. | Presentación | 5 |
| 1.2. | Documentos acompañados..... | 5 |
| 1.3. | Admisibilidad..... | 5 |
| 1.4. | Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel | 5 |
| 1.5. | Programa de trabajo | 5 |
| 2. | CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LAS DISCREPANCIAS | 6 |
| 3. | ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS DICTAMEN CATEGORÍA A..... | 7 |
| 3.1. | Alternativas categoría A..... | 7 |
| 3.2. | Análisis..... | 8 |
| 3.2.1. | Sistemas de tecnologías de la información..... | 8 |
| 3.2.2. | Cantidad de reconectores considerados en dimensionamiento de empresa modelo..... | 14 |
| 3.3. | Dictamen..... | 18 |
| 4. | ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B..... | 18 |
| 4.1. | Alternativas categoría B..... | 19 |
| 4.2. | Análisis..... | 19 |
| 4.2.1. | Cantidad de cuadrillas de emergencia | 19 |
| 4.2.2. | Dimensionamiento de la frondosidad empleada para la zona rural | 22 |
| 4.3. | Dictamen..... | 28 |
| 5. | ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C..... | 28 |
| 5.1. | Alternativas categoría C..... | 28 |
| 5.2. | Análisis..... | 29 |
| 5.2.1. | Costos asociados a Centro de Llamados | 29 |
| 5.2.2. | Incorporación jefatura al Departamento Legal y Regulación | 32 |
| 5.2.3. | Incorporación jefatura al Departamento Lectura y Facturación | 34 |
| 5.3. | Dictamen..... | 35 |

DICTÁMENES N°11, N°12 y N°21– 2023

1. ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS

1.1. Presentación

El 20 de enero de 2023 ingresaron al Panel presentaciones de Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., Chilquinta Distribución S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Compañía General de Electricidad S.A., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada, Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Cooperativa Eléctrica Charrúa Limitada, Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada, Enel Distribución S.A., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Limitada y Cooperativa Eléctrica de Curicó Limitada, planteando sus discrepancias respecto del “Informe Técnico para el Cálculo de las componentes del valor agregado de distribución, cuadrienio 2020-2024”, aprobado por la Comisión mediante Resolución Exenta N°908, de 23 de diciembre de 2022.

1.2.Documentos acompañados

El Panel ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Presentación de discrepancias de fecha 19 de enero de 2023, y observaciones complementarias de 20 de febrero de 2023; y
- b) Presentación de la Comisión de 6 de febrero de 2023, y presentación complementaria de 20 de febrero de 2023.

1.3.Admisibilidad

De conformidad con el artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaria Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepada sea de aquellas de competencia del Panel según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 26 de enero de 2023.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel

Consultados por la Secretaria Abogada, ningún integrante del Panel declaró estar afecto a inhabilidades en esta discrepancia.

1.5. Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por parte del Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la LGSE, al notificarse oportunamente la discrepancia a la CNE y a la SEC, y dar publicidad a la misma en el sitio web del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimasen necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó en tres jornadas los días 8, 9 y 10 de febrero de 2023, a partir de las 8:30 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 31 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LAS DISCREPANCIAS

De acuerdo con lo establecido en el artículo 181 de la LGSE, los precios finales que enfrentan los clientes regulados de las distribuidoras de energía se componen de los precios de generación (correspondientes a los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución), los cargos por transmisión (correspondiente a los cargos por el uso de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada, por uso de los sistemas para polos de desarrollo y el cargo por servicio público) y los costos correspondientes al VAD.

El VAD se determina sobre la base de una empresa modelo y considera: (i) costos fijos por gastos de administración, facturación y atención del usuario; (ii) pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y; (iii) costos estándares de inversión¹, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada (art. 182, LGSE).

Las referidas componentes del VAD deben ser calculadas sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora para un número determinados de áreas típicas de distribución fijadas por la CNE (art. 183, LGSE).

La ley establece que el referido estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de la empresa, debiendo considerar las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real², de conformidad con lo que consideren las bases que dicte al efecto la CNE (art. 183, LGSE). Asimismo, dispone que la ejecución del estudio es supervisada por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución, dos representantes del Ministerio y dos representantes de la CNE.

Sobre la base del estudio de costos, la CNE debe elaborar un informe técnico preliminar, el que puede ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución, salvo en el proceso de determinación de tarifas de distribución cuadrienio 2020-2024, en que por única vez no es necesaria la emisión del informe técnico preliminar (art. sexto transitorio, N°4, Ley N°21.194).

¹ Dichos costos de inversión se calculan considerando el valor nuevo de reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización que calculará la CNE cada cuatro años, y será aplicable después de impuestos. La tasa se determinará considerando el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de distribución, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, no pudiendo ser inferior a 6% ni superior a 8% (art. 182 bis, LGSE).

² Deben incorporarse aspectos como la distribución de los clientes en cuanto a localización y demanda, la normativa que las empresas deben cumplir, el trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, la velocidad de penetración de las nuevas tecnologías para la materialización de las redes de distribución, etc.

En el plazo de 45 días contados desde el vencimiento del término para efectuar observaciones al informe técnico preliminar o en el plazo de 40 días contados desde el vencimiento del término para efectuar observaciones al estudio de costos -tratándose del proceso de determinación de tarifas de distribución cuadrienio 2020-2024-, la CNE debe comunicar el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas efectuadas (art. 183 bis, LGSE y art. sexto transitorio, N°5, Ley N°21.194).

Por su parte, los participantes y empresas concesionarias de distribución tienen 15 días contados desde la notificación del estudio para solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubieran sido consideradas por la CNE en el informe técnico, o modificaciones respecto de lo señalado en el estudio, sin que este hubiera sido observado (art. sexto transitorio, Ley N°21.194).

Al conocer el asunto, para cada categoría y área típica, el Panel solo puede optar entre el informe técnico corregido o la alternativa planteada por el participante o empresa concesionaria de distribución para el conjunto de discrepancias presentadas en dicha categoría, no pudiendo elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios presentados como observaciones (art. 183 bis, LGSE).

Finalmente, la CNE debe remitir al Ministerio el informe técnico definitivo junto con todos sus antecedentes, en el plazo de 30 días contados desde el vencimiento del plazo para presentar discrepancias ante el Panel, o en el plazo de 45 días contados desde la comunicación del dictamen si se hubiesen presentado discrepancias.

3. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS DICTAMEN CATEGORÍA A

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: "en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales".

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

3.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el costo total de inversión para el ATD12, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

| | |
|------|---------------|
| 2019 | 1.155.046.032 |
| 2020 | 1.155.046.032 |

| | |
|------|---------------|
| 2021 | 1.155.046.032 |
| 2022 | 1.155.046.032 |
| 2023 | 1.155.046.032 |
| 2024 | 1.155.046.032 |

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.

3.2.Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A “Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta”, Coelcha plantea las siguientes 2 materias: (i) Sistemas de Tecnologías de la Información; y (ii) Cantidad de reconectores considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD12.

3.2.1. Sistemas de tecnologías de la información

Cuestión previa

La CNE solicita que se declare inadmisible la discrepancia presentada por Coelcha en la categoría A, por concepto de TI Macro. Fundamenta su petición en que, atendido que Coelcha no realizó observaciones al Estudio del Consultor en la materia en disputa, debió solicitar que se mantuviera el contenido del referido estudio, de conformidad con lo establecido en el artículo 183 bis, inciso vigésimo primero de la LGSE.

El Panel observa que, tal como lo indica la empresa, la CNE utilizó en el Informe Final una metodología distinta de la empleada en el Estudio del Consultor, puesto que analizó de manera separada a las empresas con menos de 70.000 clientes.

Al respecto, el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194 en su numeral seis dispone:

“Las discrepancias a que se refiere el inciso vigésimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se podrán referir a observaciones presentadas al estudio que no hayan sido consideradas en el informe técnico señalado en el numeral anterior, o modificaciones respecto de lo señalado en el estudio sin que hubiese sido observado”.

Del citado artículo se infiere que, para este proceso en particular, cuatrienio 2020-2024, en la hipótesis en análisis no se exige que la discrepante, cuando no ha realizado observaciones al estudio del consultor, deba necesariamente solicitar que se mantenga su contenido en el informe final.

Por lo anterior, el Panel declarará admisible la discrepancia formulada por Coelcha y, en consecuencia, analizará el fondo de la materia discrepada.

Análisis de la materia

Coelcha discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para el *hardware* y *software* de los Sistemas TI de la empresa modelo correspondiente a la ATD12.

La empresa señala que sobre esta materia no presentó observaciones al Estudio del Consultor, ya que consideró que el dimensionamiento, detalle y valorización de los sistemas TI incluidos en dicho informe eran más que suficientes.

Sin embargo, prosigue, en el Informe Técnico la CNE empleó una metodología distinta a la utilizada por el Consultor. Agrega que, en particular, la Comisión segmentó los costos en tecnología en Microinformática (sistemas), Microinformática y Central Telefónica. Indica que los costos por Macroinformática fueron estimados por la CNE a partir de una regresión entre la inversión de este ítem por cliente y el número de clientes de las empresas de referencia. Finalmente, continúa, la Comisión segmentó la regresión entre empresas con menos y más de 70 mil clientes.

Coelcha señala que en el Informe Técnico la CNE mantuvo el criterio de estimar el COyM de estos sistemas como el 22% de la inversión.

La cooperativa afirma que la metodología empleada por la CNE, aplicada al ATD12, dio como resultado un valor para estos sistemas que representa una reducción del 98% respecto del valor incluido en el informe del Consultor, indicando que el valor finalmente reconocido por la CNE sería insuficiente para prestar el servicio de distribución por parte de la empresa modelo. Agrega que lo asignado por la CNE no alcanzarían a cubrir ni siquiera el sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP), que soporta la cadena de valor del negocio.

La cooperativa indica que la metodología de la CNE asume que el VNR 2018 refleja toda la inversión en este tipo de tecnología. A su juicio, lo anterior no sería necesariamente cierto debido a que parte importante de los sistemas de información se desarrollan internamente y no siempre se informan en el VNR. Adicionalmente, prosigue, la variable de inversión por cliente no sería correcta para determinar los montos de inversión, dado que un mismo sistema de información puede manejar de igual manera eficiente distintos volúmenes de datos.

La cooperativa señala que de conformidad con las Bases, para determinar los montos involucrados en sistemas de información, "El Consultor deberá efectuar el dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles requeridas para la gestión comercial de clientes y para la O&M de las instalaciones, en base a los dimensionamientos de clientes y ventas, de las instalaciones del sistema eléctrico, de la operación y mantención y de la organización de la empresa modelo" (numeral 5.5).

De esta cita, la discrepante concluye que para dimensionar los activos se debe confeccionar una lista de los sistemas que se requieren para prestar el servicio de distribución de manera eficiente, para luego valorizarlos con base a cotizaciones, facturas o valores del informe del Consultor.

En dicho contexto, la empresa provee una lista de sistemas, con su valorización, de la inversión en *software* y *hardware* en Macro TI para la empresa modelo. La lista se incluye a continuación:

- (i) Sistema de gestión de distribución. Sistema para visualizar espacialmente la red eléctrica geo referenciada. Este sistema realiza procesos de control de recursos para velar por la continuidad de suministro, permitiendo realizar: inventarios; planes de mantenimiento; visualización de clientes y brigadas en terreno para atender emergencias; apoyo a la planificación y visualización de las actividades de operación y mantención. La empresa entregó una cotización del sistema Centrality de Anachronics S.L.R., con un monto de \$40.960.465 y un gasto anual de \$5.373.141.
- (ii) Sistema de control de pérdidas. Este sistema permite el cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas, a través del análisis de flujos de potencias. Para este sistema, la empresa utiliza el *software* informado por la empresa Chilquinta valorando en proporción a tres licencias respecto de las 20 consideradas por la concesionaria de la ATD3. El valor de inversión asignado es de \$5.057.118.
- (iii) Sistema de gestión comercial. Este sistema gestiona las actividades propias de los nuevos requerimientos producto del crecimiento de la red eléctrica por incrementos de la demanda por nuevas conexiones. El sistema incluye herramientas para gestión de potenciales nuevos clientes, proyectos y proveedores. Para su valorización la empresa consideró la homologación a la funcionalidad del *software* utilizado por Saesa y aceptado en su VNR, con un precio proporcional a la razón entre sus clientes (15.525 Coelcha y 452.370 Saesa), alcanzando un monto de \$7.175.366.
- (iv) Sistema de atención al cliente. Este sistema permite la atención comercial de clientes mediante cualquiera de los canales de la empresa, de acuerdo con su motivo y criticidad. Dentro de sus funcionalidades se cuentan: gestión de reclamos, consultas y solicitudes de clientes; atención comercial y técnica; atención presencial; sistema de autoatención telefónica o IVR (respuesta de voz interactiva); y gestión de abandono de llamadas. Para la valorización de este sistema la empresa homologó el sistema con un *software* aceptado en el VNR de la empresa Enel, en proporción con sus clientes (15.525) y Enel (1.942.780). El monto de la valorización alcanza a \$19.852.238.
- (v) Sistemas de ingeniería en distribución: este sistema permite gestionar el sistema distribución; incluyendo la gestión de activos; diseño de redes; planificación de la red para la gestión de obras y mantenimiento; y diseño de alumbrado. La empresa homologa la funcionalidad del sistema al *software* contenido en el VNR de Enel, con un precio proporcional a sus clientes (15.525) y Enel (1.942.780), es decir un valor de \$17.260.905.

- (vi) Sistema de información geográfico. Se considera el licenciamiento de ArcGis para la actualización de inventario de redes por medio de levantamiento de información en terreno con el *software* en su versión online para aplicaciones de escritorio y móviles. Esto incluye procesos de control para uso del personal en terreno conectado a bases de datos corporativa. Las funcionalidades incluyen: captura y georreferenciación de activos; aplicación móvil para tareas de mantención; alimentación de base de datos para generación del sistema de información geográfico; y sistema de inventario y validación topológica para procesos regulatorios. La empresa valorizó la inversión del citado sistema para aplicaciones en línea en \$6.596.713, con un licenciamiento de \$13.522.673 anuales.
- (vii) Sistema para Contabilidad Financiera, Contabilidad de Gestión, Tesorería, Bancos, Activo Fijo y Control Corporativo e Inteligencia de Negocios. Para esta aplicación se consideró SAP Business ONE, dimensionado para la ATD12. La valorización de este *software* es de \$52.796.026 y un valor por mantenimiento y licenciamiento de \$14.942.657.
- (viii) Gestión de recursos humanos. Sistema que administra y coordina procesos legales en relación con el capital humano. Según la empresa, esta funcionalidad se integra a la suite de SAP Business ONE. El criterio de valorización utilizado corresponde a una cotización que tiene un costo en UF equivalente a \$5.089.688 anuales.
- (ix) Sistema de Facturación de Energía. Este sistema gestiona la confección de boletas y facturas a clientes regulados y de peajes. Administra la venta de energía y de potencia, permitiendo la reportabilidad con la SEC y el CEN. La valorización propuesta es el VNR aceptado a Coelcha por su sistema y alcanza \$32.445.000.
- (x) Sistema de Facturación Electrónica. Sistema para la emisión de Documentos Tributarios Electrónicos (DTE) ante el Servicio de Impuestos Internos. El costo para Coelcha alcanza un monto anual de \$4.899.675.
- (xi) Intranet. Funcionalidad para la gestión documental y coordinación de los recursos de las gerencias de la empresa. La empresa valoriza este ítem a través de una cotización de un desarrollo externo, que alcanza un valor de \$31.280.372 y un soporte anual de \$2.226.738.
- (xii) Bases de datos. Considera el licenciamiento de Microsoft Windows Server y Microsoft SQL Server como motor de datos, con 40 usuarios dentro de la red corporativa de la empresa. El costo de inversión cotizado es de \$12.768.477.
- (xiii) Servidor de Correo. La empresa lo valoriza con una cotización de un proveedor con un valor anual de \$5.537.043.
- (xiv) Servidor de Desarrollo. En este ítem la empresa considera un servidor con licenciamiento para Base de datos con Windows SQL server y Windows Server como sistema operativo de red para 10 usuarios. Este ambiente de trabajo se destina a

pruebas para extensión de nuevas funcionalidades a los sistemas existentes. La valorización alcanza a \$6.192.610.

- (xv) Servidor NAS de Disco en Red Windows. Servicio de almacenamiento compartido y centralizado para la organización basado en un servidor NAS. La empresa valoriza la inversión en \$ 3.114.864.
- (xvi) Servidor de respaldos externos en Amazon Web Services. Este servicio permite el almacenamiento externo a las dependencias de Coelcha. La empresa cifra su costo en \$ 5.139.526 de servicio anual.
- (xvii) Sistema de reportabilidad SEC, CNE, CEN, INE, Ministerio. Este ítem incluye una persona contratada de planta para la reportabilidad. El monto asignado por la empresa es una remuneración bruta anual de \$12.960.855.
- (xviii) DigSilent. Este sistema, a través del licenciamiento anual de un usuario, permite realizar los análisis de ingeniería de la red de distribución necesarios para las tareas de revisión de flujos de potencia, coordinación de protecciones, nivel de tensión y corriente de cortocircuito. La empresa lo valoriza a través de una cotización de \$18.587.370, con un costo de licenciamiento anual de \$2.973.979.
- (xix) Sistema de gestión de normas técnicas. Este sistema tiene como función gestionar, controlar y administrar los pliegos normativos técnicos. El criterio de valorización fue la homologación a la funcionalidad del *software* de control de pérdidas de Chilquinta aceptado por CNE en este proceso, en proporción a 3 licencias de usuarios requeridos respecto de los diez considerados para Chilquinta, es decir, \$15.189.768.
- (xx) SCADA. La empresa cuenta actualmente con un SCADA para la supervisión y control de 57 reconectores. El criterio de valorización de la empresa corresponde a un monto anual de \$ 23.890.839.
- (xxi) Lecturas de Medidores de Cabeceras para CEN. La NTD exige que se reporte en línea las medidas de los medidores ubicados en las cabeceras de los alimentadores y de clientes libres hacia el coordinador a través de una red privada virtual de medidores. La valorización propuesta por la empresa involucra un pago anual de \$2.231.152.

Con base a este dimensionamiento, el costo de inversión total propuesto alcanza a \$269.277.293, a lo que se le agrega un gasto de mantenimiento y licenciamiento anual de \$98.787.967.

Adicionalmente, Coelcha también considera necesario contar con oficinas comerciales en la ciudad de Monte Águila, para mejorar la accesibilidad de parte de sus clientes. Esto implica agregar activos informáticos a las oficinas localizadas en la mencionada ciudad, por un total de \$131.418.085.

Con base a lo señalado, la cooperativa estima que para la empresa modelo las inversiones asociadas a los sistemas de tecnologías para prestar el servicio de distribución de forma eficiente, ascienden a \$400.695.378, valor que solicita al Panel.

Por su parte, la Comisión estima que la discrepancia debe ser rechazada, por cuanto la solución propuesta en el Informe Técnico es más consistente con el VNR fijado por la SEC para Coelcha al año de referencia. En su opinión, no se aprecia que la alternativa propuesta por la discrepante sea eficiente para la empresa modelo.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la CNE en su Informe Técnico, es decir \$45.350.000, se ajusta a los requerimientos tecnológicos de la empresa modelo, o si, por el contrario, la lista de activos propuesta por la empresa, con un monto de inversión de \$400.695.378, se ajusta de mejor manera a lo prescrito por las Bases y por la ley.

Las Bases, en su numeral 5.5, establecen que los bienes muebles e inmuebles, incluyendo los sistemas de tecnologías de la información, deben ser dimensionados para la empresa modelo con la inversión requerida para la gestión comercial de clientes, y la O&M de las instalaciones. En este contexto, el Panel concuerda con lo planteado por la discrepante, en el sentido de que la determinación de los activos en tecnología debe considerar el diseño de sistemas que respondan a la demanda de prestaciones tecnológicas que la empresa modelo requiere.

Respecto de la valorización de los activos, el numeral 6.1.1.1 de las Bases consagra el uso del VNR del proceso reglado de la SEC del año 2018 para la estimación de los precios unitarios. En particular, el mencionado numeral establece un procedimiento que prioriza el uso del VNR y solo prescribe el uso de cotizaciones, licitaciones y compras efectivas, si el elemento a valorizar, o alguno similar a este, no está presente en el catastro del VNR.

El Panel concuerda con el uso del VNR 2018 para el cálculo de precios unitarios, sin embargo, la lista de activos en tecnología asignados a la empresa modelo debe contener todos los elementos necesarios para que esta pueda prestar el servicio de distribución de manera eficiente. En particular, en lo que refiere a *software*, el VNR 2018 para la empresa Coelcha únicamente incluye el sistema de facturación para la concesionaria, obviando sistemas mínimos para la prestación del servicio.

Por su lado, la empresa incluyó una propuesta de sistemas de TI que considera necesarios para la prestación eficiente del servicio de distribución. La cooperativa valorizó los ítems de acuerdo con el VNR 2018, tanto de la empresa, como de otras concesionarias, con las necesarias ponderaciones en base al número de clientes. Adicionalmente, la empresa utilizó algunas cotizaciones.

El Panel realizó un análisis crítico de la propuesta de la discrepante, con las siguientes consideraciones:

- (i) Se incluyó la inversión necesaria para el funcionamiento de la empresa modelo. Se hace notar que la CNE no contravirtió la pertinencia de los sistemas propuestos por la discrepante;

- (ii) No se consideró la inversión en el sitio Monte Águila debido a que la empresa no justificó que su habilitación fuera la solución eficiente para la empresa modelo;
- (iii) No se consideraron ítems de comunicaciones, que se incluyen en otra categoría de activos;
- (iv) No se consideró la valorización del sistema para gestión de normas técnicas debido a que se le homologó con el sistema de pérdidas de otra concesionaria, con el cual no guarda una relación clara;
- (v) Se consideraron los precios unitarios de acuerdo con la siguiente priorización: VNR de la empresa, VNR de otras concesionarias escalado en base al número de clientes y cotizaciones. En este contexto, el escalamiento de los VNR de otras concesionarias permite obtener una estimación conservadora del costo del sistema debido a que no considera economías de escala.
- (vi) No se consideraron los gastos recurrentes de licenciamiento y mantención, que son parte de los costos de operación y mantención de la empresa modelo.

En opinión del Panel, la estimación de los costos unitarios propuesta por la concesionaria es consistente con lo instruido por las Bases, salvo en las correcciones incluidas en las consideraciones anteriormente expuestas. Así, la inversión de referencia que considerará el Panel para la inversión en Macro TI para la ATD12 alcanza a \$254.087.524, lo que representa un costo unitario de \$16.368 por cliente.

Dado que el valor de referencia del Panel, de \$254.087.524, se aproxima más a la propuesta de la cooperativa, de \$400.695.378, que a la de la CNE, de \$45.350.000, se accederá a la solicitud de la discrepante.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

3.2.2. Cantidad de reconectores considerados en dimensionamiento de empresa modelo

Coelcha discrepa respecto a la cantidad de reconectores considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD12 contenidos en Informe Técnico del VAD 2020-2024 realizado por la CNE.

Al entender de Coelcha, uno de los principales objetivos que tienen las empresas concesionarias del servicio público de distribución de electricidad es mantener en todo momento un suministro eléctrico continuo y, en aquellos casos en que se interrumpe dicho suministro, disminuir al máximo los tiempos de recuperación necesarios. Agrega que la NTD, en el artículo 1-4 relativo a Definiciones, establece exigencias al definir en forma explícita los parámetros denominados SAIDI, SAIFI, TIC y FIC, para los cuales establece umbrales mínimos de desempeño.

Coelcha sostiene que para dar cumplimiento a las señaladas exigencias, la empresa modelo debe contar con una adecuada infraestructura eléctrica basada en una cantidad de equipos eléctricos suficientes y dispuestos en lugares claves de las redes de distribución, que le permita detectar de manera oportuna las fallas que se producen a lo largo de su red, permitiéndole de esta manera enfrentar las contingencias y acortar los tiempos de recuperación involucrados con el objeto de minimizar los efectos en los clientes afectados, así como dar cumplimiento a los estándares de calidad de suministro exigidos por la normativa.

En ese contexto, prosigue, dentro de los equipos eléctricos que permiten minimizar los tiempos de afectación se encuentra el reconectador, equipo de elección para implementar esquemas de protección en redes de distribución debido a que ofrece una gran flexibilidad al contar con capacidades de comunicación remota y de cierto nivel de inteligencia, lo que se traduce en un importante ahorro de tiempo en el despeje de fallas temporales, las que son de mayor ocurrencia en las redes de alta tensión de distribución.

Coelcha enfatiza que el reconectador es un equipo eléctrico fundamental para la empresa modelo del ATD12 ya que cuenta con 2.302 kilómetros de red AT distribuidos en zonas rurales de la región del BioBio y de Ñuble.

La empresa señala que la instalación de los reconectores se define en función de las características de la topología de la red (trazado geográfico de las líneas eléctricas, tipos de conductor, el nivel de cortocircuito en la cabecera del alimentador, y existencia de otros reconectores o equipos de protección) y la demanda de la red.

Coelcha considera que la característica topológica referida a la existencia de otros reconectores o equipos de protección es muy relevante, ya que cuando en las redes de distribución existen más equipos de protección, la instalación de nuevos elementos estaría sujeta al cumplimiento de la selectividad, coordinación y seguridad. La selectividad implica que una falla en algún punto de la red será despejada por el equipo de protección instalado inmediatamente aguas arriba de ella y no por otro equipo instalado en el alimentador, mientras que la coordinación y seguridad entre equipos supone que operarán de forma tal que si un reconectador no detectase una falla por mal funcionamiento se activará la operación de algún otro equipo instalado aguas arriba.

Así, agrega, los reconectores permitirían aislar la falla de todos aquellos consumos que se encuentren por sobre la falla, mejorando el indicador de calidad de suministro para estos y, por consiguiente, una mayor instalación de reconectores a lo largo de la red de una empresa se traduciría en una disminución de la afectación de una falla aguas abajo, llegando al punto de equilibrio donde la instalación del reconectador es más costosa que el beneficio que genera.

A juicio de la empresa, también se debe tener en cuenta para la instalación del reconectador los niveles de demanda a los que se verá sometido el equipo. Normalmente, los reconectores están diseñados para una corriente nominal de 630 A, existiendo equipos hasta 800 A de capacidad nominal. Señala que es adecuado utilizar un reconectador en la cabecera del alimentador y en los tramos troncales en función de la posibilidad de obtener una operación coordinada con otros equipos de protección del alimentador. Indica que,

además, los reconectores también se emplean en arranques con potencias instaladas superiores a 1 MVA (aproximadamente 40 A en 13,2 kV) y, sumado a ello, actualmente el Pliego Normativo RIC N°1; Numeral 8.1; establece en su artículo 13.6 la exigencia de instalar un reconector en aquellos empalmes en Media Tensión de potencia mayor o igual a 500 [kVA].

En base a lo expuesto, Coelcha señala que no es posible establecer una metodología de dimensionamiento de reconectores exclusivamente a partir de la cantidad de kilómetros de red a proteger, debido a que si se siguiera sólo este criterio, no sería posible garantizar que la cantidad de reconectores resultantes son los necesarios para una adecuada protección de la red, dada la imposibilidad de realizar una coordinación entre los equipos. Agrega que, sin embargo, pese a lo anterior, la Comisión utilizaría esta metodología en el Informe Técnico donde se podría apreciar que la cantidad dimensionada de reconectores para la empresa modelo del ATD12 sería insuficiente dado que la compara con la información disponibilizada por el VNR de la empresa de referencia, la cual no necesariamente cuenta con los equipos de protecciones necesarios para una eficiente operación como lo es una exigencia para la empresa modelo.

Según la cooperativa, para un adecuado dimensionamiento de los reconectores en la empresa modelo del ATD12, se debería emplear una metodología de ubicación de los equipos basado en la necesidad de la red y en la división de segmentos que permitan reducir el impacto de las fallas en distintas ubicaciones de la red. Esta metodología considera la existencia de ramales, cambio de comunas, clientes afectados y potencial energía no suministrada. Los resultados de esta metodología propuesta por Coelcha determinarían que la cantidad de reconectores óptimos a emplear en la empresa modelo del ATD12 asciende a 57 equipos. Lo anterior implicaría incorporar 43 reconectores adicionales a los ya reconocidos por la CNE en el Informe Técnico.

En consecuencia, Coelcha solicita al Panel de Expertos incorporar en el VNR de la empresa modelo del ATD12, contenido en el Informe Técnico (ARCHIVO ATD_333 Resultado Dimensionamiento y Costo), 43 Reconectores adicionales, lo que implica un valor total en reconectores de \$754.350.654

La CNE, por su parte, considera que la discrepante emplea una metodología que, bajo ciertos criterios allí expuestos, ubica reconectores en la red. Señala que uno de los criterios empleados se funda en la exigencia establecida en los Pliegos Técnicos RIC, la cual señala la obligación de tener un reconector en empalmes de clientes de potencia mayor o igual a 500 kVA. Indica que dicha exigencia aplica para las instalaciones de consumo, y el resultado de ello no forma parte de las instalaciones de la empresa modelo.

La CNE indica que la metodología propuesta por la discrepante no se sustenta en ningún análisis que permita concluir que dicha cantidad de reconectores corresponde a la eficiente en términos de obtener mejoras en los índices de calidad de suministro de la empresa modelo.

La Comisión indica que la discrepante omite que la empresa modelo, para cumplir el objetivo de seccionar la red, se encuentra equipada con 259 desconectores cuchillo que la empresa de referencia no posee.

La Comisión expone que ha dimensionado la empresa modelo con la cantidad de reconectores de red que emplea la empresa de referencia, la cual tiene un correlato con su desempeño en la estadística de interrupciones, la cual a su vez es utilizada para calcular las inversiones adicionales en calidad de suministro que se presentan en el anexo 3-3 del Informe Técnico. Dichas inversiones resultan, para el año 2020, en alrededor de 2.000 millones de pesos en términos de VNR, y un incremento de gastos de más de alrededor de 1.750 millones de pesos.

La CNE agrega que los valores base de VNR y COMA ("VNR Red inicial" y "COMA inicial") de la empresa modelo son superiores en un 50% y en un 54% respecto de los valores fijados por SEC para la empresa real, los cuales corresponden a \$22.096.129.656 por VNR SEC 2019 y \$2.685.145.765 por Costos de Explotación Fijados por la SEC para la empresa real.

Al entender de la Comisión, lo anterior se explicaría, entre otras razones, por una mayor cantidad de conductor protegido (90% de conductor protegido en la empresa modelo vs 9% en la empresa real), mejor composición de red, y mayores y más eficientes actividades de O&M. La CNE concluye que la red de la empresa modelo tiene una calidad de suministro al menos superior a la de la empresa de referencia, aún sin contar con la cantidad de reconectores que la discrepante solicita.

La Comisión finaliza su presentación solicitando al Panel de Expertos rechazar la discrepancia presentada por Coelcha respecto de equipos.

El Panel concuerda con Coelcha en que los reconectores son un equipamiento esencial para las empresas de distribución. En efecto, los reconectores son dispositivos automáticos de protección cuya función es interrumpir y restablecer el flujo por la red eléctrica, con el objeto de despejar las fallas y mejorar la entrega estable de energía a los consumidores de la red. Estos dispositivos actúan en forma coordinada con otras protecciones y elementos de maniobra como interruptores, seccionadores y desconectores.

Una función clave de los reconectores es que, en caso de fallas transitorias (caídas de ramas, impacto de pájaros, etc.), permiten realizar reconexiones automáticas, lo que evita la activación de cuadrillas de emergencia que deban asistir al lugar de la contingencia para realizar la reconexión del servicio. Esta función posibilita que muchos eventos transitorios queden catalogados como interrupciones de menos de tres minutos, los cuales no cuentan como falla (artículo 4-2 Interrupciones de Suministro Globales³, NTD), y en consecuencia no se contabilizan en los indicadores de calidad de servicio.

³ "(...) Para la aplicación de las expresiones anteriores se deben considerar todas las Interrupciones de Suministro generadas por fallas o desconexiones en las instalaciones de la Empresa Distribuidora y que hayan sido mayores a 3 minutos, incluyendo aquellas que afecten individualmente a un Cliente (...)".

El Panel tiene presente que, en base a la experiencia internacional, la mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter transitorio⁴, y disminuyen considerablemente cuando se pasa de conductor desnudo a protegido⁵. En el caso de la empresa modelo de la ATD12 se considera un 90% de conductor protegido, lo que reduce significativamente el número de fallas transitorias y, en consecuencia, reduce también la necesidad de reconectores. En este contexto, si se asume que el número de reconectores requeridos es proporcional a los kilómetros de línea descubierta, se puede concluir que el número de reconectores resultante resulta menor a los de la empresa modelo, aun asumiendo que en la red real se asignaran los equipos solicitados por la empresa.

Por otra parte, el Panel observa que la empresa no presenta una relación razonada justificando por qué su metodología sería mejor que la usada en el Informe Técnico, ni ofrece pruebas que sustenten que su metodología entrega los resultados más eficientes.

En base a lo anterior, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel no accederá a lo solicitado por la discrepante.

3.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de sistemas de tecnologías de la información. Atendido a que la suma de los montos asociados a estas materias es inferior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 Bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría A:

Rechazar la solicitud de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.

4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: "en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales".

⁴ Distribution System Protection, University of Western Ontario, "Overhead distribution systems are subject two types of electrical faults, namely, transient (or temporary) faults and permanent faults. Depending on the nature of the system involved, approximately 75-90% of the total number of faults are temporary in nature".

⁵ Ming-Bin, L; Ching-Tzong, S. and Chih-Lung, S., "The impact of covered overhead conductors on distribution reliability and safety", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 4, May 2010, Pages 281-289.

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

4.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el costo total de O&M para el ATD12, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

| | |
|------|---------------|
| 2019 | 1.478.935.408 |
| 2020 | 1.478.935.408 |
| 2021 | 1.478.935.408 |
| 2022 | 1.478.935.408 |
| 2023 | 1.478.935.408 |
| 2024 | 1.478.935.408 |

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.

4.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B "Costo de Operación y Mantenimiento", Coelcha plantea las siguientes dos materias: (i) Cantidad de cuadrillas de emergencia; y (ii) Dimensionamiento de la frondosidad empleada para la zona rural.

4.2.1. Cantidad de cuadrillas de emergencia

Coelcha señala que en el caso de fallas que afecten la continuidad o la calidad del suministro, que produzcan riesgo a la seguridad de las personas o daño en las cosas, que obstruyan las vías públicas o que dificulten el tránsito normal de las personas y vehículos, la concurrencia de personal calificado de la distribuidora u otra operación remota que permita iniciar los trabajos para resolver la falla, deberá efectuarse en un plazo inferior a cuatro horas desde que las empresas tomen conocimiento de la falla, para el caso de redes de densidad baja y muy baja.

La discrepante, luego de presentar un conjunto de estadísticas de fallas, señala que, de acuerdo con la información proporcionada a la SEC, a través del proceso Interrupciones 2018, ocurrieron 307 interrupciones que requirieron la concurrencia de, al menos, una cuadrilla de emergencia pesada.

La discrepante argumenta que la empresa modelo resultante del estudio debe garantizar la continuidad del suministro eléctrico, cumpliendo con la normativa vigente. En particular, ante eventos de emergencia que provoquen fallas de suministro, la normativa define tiempos máximos que tienen las distribuidoras para llegar a los lugares de la falla y, asimismo, define los niveles de calidad de atención a los usuarios ante dichos eventos. Coelcha afirma que a

efectos de cumplir con las mencionadas exigencias en los casos de eventos de mayor envergadura el estudio de costos de la CNE diseña cuadrillas denominadas "cuadrillas de guardia" o bien "cuadrillas de emergencia", las cuales son cuadrillas livianas responsables de parte de las actividades de mantenimiento de la empresa modelo y se encuentran compuestas por un maestro, un ayudante y una camioneta, y se limitan a la prestación de las actividades de Cambio de Fusible BT en Transformador, Reparación de Acometida Cortada y de Reemplazo de Acometida Cortada, y que en el estudio de costos de la CNE corresponde a la cuadrilla C1.

Respecto a lo antes señalado, la discrepante destaca que existen otras actividades que normalmente ocurren en la operación de la red eléctrica, que no pueden ser consideradas como programables, siendo el caso del Reemplazo de postes por choque, Conductores cortados por diversos motivos, Cambio de poste por caída de árbol, Cambio de transformador por quema o vandalismo, entre otras.

Coelcha afirma que dichas actividades no programables son inviables de atender sólo con las "cuadrilla de emergencia" dimensionadas en el estudio de costos de la CNE. Por lo anterior, agrega, se requiere un complemento capaz de atender y despejar las fallas, que corresponde a una cuadrilla pesada que en el estudio de costos de la CNE se denomina "cuadrilla camión grúa", compuesta por un camión grúa, un eléctrico y un ayudante, y que corresponde a la cuadrilla C12.

La discrepante insiste en la necesidad de disponer de a lo menos una "Cuadrilla Pesada" para la atención de emergencias, la cual no es considerada en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD12.

Respecto al argumento de la CNE que plantea que se debe recurrir al "Mercado" y solicitar la prestación de servicio de esta Cuadrilla Pesada (Cuadrilla Camión Grúa), Coelcha señala que dicho argumento no considera que en la realidad no existe un mercado de empresas que estén prestas y disponibles para concurrir a prestar el servicio de reparación de instalaciones cuando la empresa modelo la requiera para la atención de una emergencia. Por ello, agrega, la empresa modelo debe ser dimensionada en cumplimiento con la normativa vigente, particularmente el dimensionamiento debe ser el necesario y suficiente para que sea eficiente en su gestión, y en los casos de eventos de mayor envergadura (emergencias) disponga de una Cuadrilla Pesada.

Considerando lo expuesto, la discrepante solicita incorporar en el Informe Técnico una cuadrilla pesada (cuadrilla camión grúa) en las actividades de emergencia consideradas para la empresa modelo del ATD12, cuyo valor asciende a \$141.179.000 anuales.

Para la CNE, el diseño de las actividades de O&M y sus recursos involucrados considera un sistema de turnos para todas las actividades de emergencia, creando para ellas una cuadrilla especializada en este tipo de tareas. Agrega que la cuadrilla de emergencia es responsable de atender situaciones generadas por interrupciones en el suministro de energía, para lo cual hay una constante comunicación entre el Centro Técnico respectivo y la cuadrilla en cuestión, reportando el inicio y finalización de las tareas encomendadas.

En relación con los tiempos de atención de emergencias, la CNE afirma que la normativa identifica los niveles de calidad de atención a los usuarios en eventos de emergencia, y que por ello el diseño de las cuadrillas de emergencia fue realizado teniendo en cuenta esta condición.

La CNE plantea que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo, y el dimensionamiento de los recursos necesarios para operar y mantener las instalaciones, considera los niveles de calidad de atención a los usuarios en eventos de emergencia y los tiempos máximos para llegar al lugar correspondiente, de acuerdo con lo establecido en la normativa.

Respecto al funcionamiento del “mercado de cuadrillas”, la Comisión declara haber tenido a la vista un contrato entre una empresa contratista y una empresa distribuidora, cuya zona de concesión incluye varias zonas rurales, y cuyo objeto es la construcción y mantenimiento de obras eléctricas de distribución. Dicho contrato, prosigue, estipula que las cuadrillas pesadas de emergencia deben estar disponibles para ejecutar trabajos de mantenimiento correctivo en forma inmediata y define tiempos máximos para estar en el punto requerido. No obstante, la CNE aclara que el costo de la mencionada disponibilidad no está explícito en el mencionado contrato, por lo que asume que debería estar implícito en el valor por hora de la cuadrilla pesada que señala el contrato.

En virtud de lo expuesto, la CNE solicita rechazar la solicitud de Coelcha.

A juicio del Panel, los argumentos genéricos de la CNE no responden al hecho de que no exista un mercado en la zona de la empresa para acceder al servicio requerido, mercado que, de existir, debiese operar con una velocidad de respuesta consistente con la gravedad de la emergencia y los tiempos que supone la normativa. En este contexto, cabe destacar que las normas vigentes establecen tiempos máximos para el cumplimiento de los trabajos a realizar, lo cual supone contar con cuadrillas disponibles en casos de emergencia.

La urgencia en el desarrollo de los trabajos asociados a las emergencias se ve reflejada en los tiempos establecidos en la NTD, a efectos de cumplir con los índices TIC y FIC, y lo señalado en su artículo 4.3: Reposición de Suministro durante Estado Anormal.

Por otra parte, en relación con el primer aspecto mencionado, las empresas que han discrepado del Informe Técnico sobre este tema han argumentado que no existe un mercado en la zona para acceder con la rapidez requerida a cuadrillas para emergencias en casos difíciles. La CNE no ha entregado antecedentes que puedan avalar la existencia de ese mercado. Lo anterior es una dimensión esencial del problema, ya que solo se puede justificar que la empresa no incluya en su personal propio una cuadrilla como la solicitada cuando ésta puede acceder a un mercado spot de cuadrillas.

En virtud de lo antes expuesto, el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a la solicitud de la discrepante.

4.2.2. Dimensionamiento de la frondosidad empleada para la zona rural

Cuestión Previa

Con fecha 3 de febrero de 2023, Coelcha realizó una presentación en la que modifica el impacto monetario en esta materia, disminuyéndolo de \$1.337.756.408 a \$444.783.593, modificando de esta forma el petitorio de su discrepancia.

Atendido lo establecido en el literal e) del artículo 32 del Reglamento del Panel, que establece que las discrepancias para ser sometidas a tramitación deben “[p]recisar el o los puntos o materias concretas en que existe discrepancia o conflicto”; lo dispuesto en el artículo 36 del mismo reglamento, que señala que el dictamen debe ser fundado y se debe pronunciar “(...) optando por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda establecer valores intermedios.”, y que al momento de solicitarse la modificación el plazo para discrepar se encontraba vencido, el Panel no considerará la referida modificación.

De esta forma, para efectos de emitir el dictamen, el Panel resolverá sobre la base de lo solicitado inicialmente por la empresa en su discrepancia.

Análisis de la materia

Coelcha discrepa del criterio de dimensionamiento de la frondosidad empleado para la zona rural.

La discrepante declara ser concesionaria en ocho comunas de la región del BioBio (Cabrero, Florida, Hualqui, Los Angeles, Nacimiento, Quilleco y Tucapel), y en tres comunas de la región de Ñuble (Pemuco, Quillón y Yungay). Agrega que, en total, suman 2.302 kilómetros de redes AT.

Coelcha destaca las comunas de Yumbel, Florida, Hualqui y Pemuco para ejemplificar la presencia de vegetación en, o aledaña, a la franja de seguridad de la red de distribución, puesto que estas comunas cuentan con una alta superficie plantada de bosques. A través de diversas figuras la cooperativa describe el emplazamiento de su red en las mencionadas comunas, destacando la existencia de sectores rurales con presencia de bosques en, o aledaña, a la franja de seguridad de la red.

Coelcha indica que el Informe Técnico utiliza el Estudio de CONAF denominado “Manual de Plantación de Árboles en Áreas Urbanas – 2014” para calcular la cantidad de árboles en zonas urbanas, cantidad que luego es dimensionada para zonas rurales mediante la utilización del Factor continuidad Frondosidad Rural del 50%, implicando que en las zonas urbanas hay el doble de árboles en comparación a las zonas rurales, porcentaje que, a su juicio, no se encuentra respaldado. Argumenta que dicho criterio, si bien puede ser coherente con la realidad de zonas urbanas como Santiago, no es consistente con la situación de las redes eléctricas de la empresa, ya que, de acuerdo con las figuras que presenta, a simple vista la superficie con vegetación en las zonas a las afueras del centro urbano (zonas rurales) de las comunas de La Unión, Río Bueno y Lago Ranco es considerablemente mayor respecto a la superficie en su centro urbano.

Para la discrepante, si bien puede ser válido hacer el cálculo de la densidad porcentual de las especies arbóreas en zonas urbanas a través del antes referido manual, este criterio no sería aplicable para las zonas rurales debido a que los objetivos de plantación en las zonas urbanas difieren de aquellos propios de las zonas rurales. Debido a esta diferencia entre los objetivos de plantación en zonas urbanas y rurales, para Coelcha es relevante comparar sus planes de plantación, que muestra a través de la siguiente tabla.

Tabla 1.1: Distancias mínimas y máximas de plantación en zona urbana y rural

| | | Distancias de plantación | | Densidad promedio de plantación | |
|--------|---|--------------------------|------------|---------------------------------|-----------------|
| Zona | Fuente | Mínima (m) | Máxima (m) | Mínima (arb/ha) | Máxima (arb/ha) |
| Urbano | Informe Técnico del VAD 2020-2024 de la CNE | 8 | 12 | 69 | 156 |
| Rural | CONAF | 2-3 | 3-4 | 833 | 1666 |

A partir de la tabla anterior, para Coelcha sería claro que las densidades promedio de plantación por hectárea en redes rurales son considerablemente mayores a las densidades para las redes urbana, lo que, en su opinión, demostraría que la justificación entregada por la CNE es errónea al indicar que “El factor de frondosidad rural reconoce que la cantidad de árboles por kilómetro de red es menor en la zona rural que en la zona urbana”, al menos para la realidad de la ATD12.

La discrepante afirma que “aplicando las distancias de plantación señaladas en la tabla N°1 y no considerando el efecto del Factor continuidad Frondosidad Rural (FFR) del 50%, es decir, FFR = 100%, la cantidad de árboles por km de red que se obtienen para el Anexo 4 del Informe Técnico del VAD 2020-2024 son los siguientes:”

Árboles por km de red con distancias de plantación urbana

| Frondosidad | AT Rural Desnudo No Costa | AT Rural Desnudo Costa | BT Rural Desnudo No Costa | BT Rural Desnudo Costa | AT Rural Aislado No Costa | AT Rural Aislado Costa | BT Rural Aislado No Costa | BT Rural Aislado Costa |
|-------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | 125 | 125 | - | - | 125 | 125 |
| 4 | - | - | 100 | 100 | - | - | 100 | 100 |
| 5 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 |

Árboles por km de red con distancias de plantación rural

| Frondosidad | AT Rural Desnudo No Costa | AT Rural Desnudo Costa | BT Rural Desnudo No Costa | BT Rural Desnudo Costa | AT Rural Aislado No Costa | AT Rural Aislado Costa | BT Rural Aislado No Costa | BT Rural Aislado Costa | Altura de árboles | Distancia entre árboles [m] |
|-------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 3 | - | - | 500 | 500 | - | - | 500 | 500 | Bajos < 6 m. | 2.0 |
| 4 | - | - | 333 | 333 | - | - | 333 | 333 | Medianos < 1 | 3.0 |
| 5 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | Altos > 10 m | 4.0 |

De lo anterior, Coelcha concluye que, al comparar las cantidades de árboles por km de red obtenidos para las plantaciones urbanas y rurales, se aprecia que la cantidad de árboles por km para las zonas rurales son considerablemente mayores a las existentes en las zonas urbanas.

La discrepante afirma que al consultar la fuente de CONAF usada por la CNE, se encuentra que las distancias empleadas no coinciden con las contenidas en el antes referido manual, ya que las distancias entre los árboles en zonas urbanas definidas en el Informe Técnico son mayores a las establecidas por el manual de plantación de CONAF. A fin de probar lo señalado, presenta la siguiente tabla:

| Frondosidad | Altura de árboles | Distancia entre árboles | Distancia entre árboles |
|-------------|-------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | (ITF CNE) | (Manual CONAF) |
| 1 | — | — | — |
| 2 | — | — | — |
| 3 | Bajos | 8 m | 4 - 6 m |
| 4 | Medianos | 10 m | 6 - 8 m |
| 5 | Altos | 12 m | 8 - 12 m |

Para la discrepante, la relevancia de lo señalado es que al aplicar las distancias determinadas por la CNE se subestima la cantidad de árboles por km de red en zonas urbanas, lo que a su vez afecta de manera directa la cantidad de árboles por km de red en zonas rurales (se calculan en función de los árboles en zonas urbanas), acrecentando aún más el subdimensionamiento de la cantidad de árboles por km de red de la empresa modelo del ATD12.

Reitera la discrepante que la distribución de energía la realiza en sectores eminentemente rurales, para lo cual utiliza principalmente caminos de uso público, pero destaca que estos caminos se encuentran rodeados de bosques, con árboles de gran altura, que pueden alcanzar los 30 [m] de altura.

A partir de antecedentes expuestos la discrepante solicita: no considerar un Factor Frondosidad Rural del 50%; considerar un Factor Frondosidad Rural del 100%; y que, por

reemplazo de este Factor de Frondosidad Rural, se considere un monto anual de \$1.337.756.408 para el dimensionamiento de la Frondosidad empleada para la Zona ATD12.

La CNE, por su parte, hace presente que la solicitud de la empresa no guarda relación con la discrepancia, ya que el modelo que estima los costos de poda y roce considera tres factores o parámetros: puntos a podar, el factor reducción podas red aislada y el factor de frondosidad rural. En este contexto, la CNE afirma que Coelcha discrepa y argumenta respecto al factor de frondosidad, pero solicita que se modifiquen los puntos a podar y el factor de reducción por red aislada.

Explica la CNE que el parámetro de puntos a podar reconoce el hecho de que, anualmente, las empresas no podan toda su red, mientras que el factor reducción podas red aislada, en el Informe Técnico se aplica solamente a las redes compactas y corresponde a una estimación conservadora de la menor cantidad de ramas a cortar respecto a la red no compacta. Por su parte, prosigue, el factor de frondosidad rural reconoce que la cantidad de árboles por kilómetro de red es menor en la zona rural que en la zona urbana, para un mismo nivel de frondosidad, factor que sólo se aplica a los niveles de frondosidad 3, 4 y 5.

Para la CNE, la empresa discrepante incurre en dos errores para concluir que en el ATD12 no se cumpliría que la cantidad de árboles por kilómetro de red en la zona rural es menor en un 50% que en la zona urbana: compara la vegetación de zonas que no tienen el mismo nivel de frondosidad; y divide una comuna en parte urbana y en parte rural con un criterio distinto al utilizado en el modelo.

Respecto al primer aspecto, la CNE afirma que, al comparar zonas con distintos niveles de frondosidad, como es comparar la zona urbana de Yumbel, Pemuco o Hualqui con la zona rural por donde pasa el trazado de la red por la zona urbana, muy probablemente se está comparando un nivel de frondosidad 1 o 2 con uno 4 o 5.

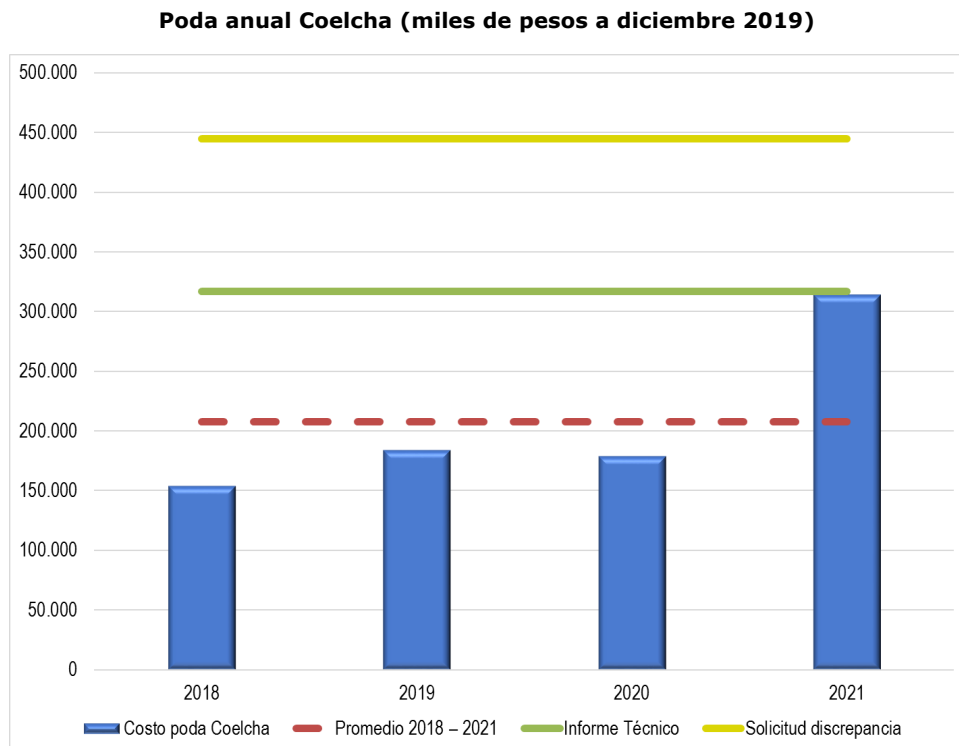
En relación con el segundo aspecto, la CNE aclara que la clasificación urbana-rural se realizó de acuerdo con la clasificación de redes establecida en la NTD para el par Comuna-Empresa, por lo que las "zonas urbanas" de Yumbel, Pemuco y Hualqui están clasificadas como rurales. Lo anterior, para la CNE, refuerza el hecho de que la empresa discrepante no está comparando la vegetación para un mismo nivel de frondosidad.

La CNE afirma que el factor de frondosidad fue determinado por el Consultor en el estudio, puesto que constató una discontinuidad geográfica y temporal en la densidad y altura de la vegetación arbórea adyacente al trazado de la red de la empresa modelo. Al respecto, señala que a lo largo del trazado se producen numerosos tramos donde la vegetación arbórea es discontinua e irregular entre las distintas especies, donde puede ser de tipo natural, ornamental o utilizada como cortavientos (colindando con un terreno de uso agrícola, por ejemplo); en tanto los cultivos silvícolas presentan discontinuidad tanto de tipo geográfico como temporal, a lo largo del ciclo de plantación, crecimiento, raleo y cosecha. Estas discontinuidades, agrega, no se consideran para efectos del diseño y construcción de las redes, pero sí corresponde considerarlas para estimar los costos de poda y roce.

Explica la CNE que el Consultor, debido a que consideró grandes extensiones de terreno para clasificar zonas por nivel de frondosidad, y dado su conocimiento de que la vegetación rural presenta discontinuidades geográficas y temporales, decidió determinar un factor de frondosidad rural que recogiera la discontinuidad señalada. Al respecto, este organismo explica que, mediante una inspección simple, se revisó una serie de imágenes y se determinó que dicho factor era igual a 50%.

De acuerdo con lo informado por el Consultor, continúa la CNE, se requieren alrededor de 4.000 imágenes para revisar la vegetación adyacente a los trazados de la red de las empresas modelos de las ATD8, ATD9, ATD10, ATD11 y ATD12, de forma que para seleccionar una muestra con un nivel de confianza al 95% y un margen de error del 5%, se requieren alrededor de 400 imágenes. La CNE relata que el Consultor revisó 44 imágenes, seleccionadas al azar, lo que según este organismo equivale, aproximadamente, a una muestra con un nivel de confianza del 80%, con un margen de error del 10%.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, para la CNE debe tenerse presente que, si bien se cuestiona el factor de frondosidad rural, los resultados del modelo son sustancialmente mayores al costo efectivo de poda que las empresas de referencia de las ATD8, ATD10, ATD11 y ATD12 reportan al sistema de cuentas de la SEC; y similares en el caso del ATD9. En este contexto, la CNE presenta un gráfico para la ATD12, que se reproduce a continuación, que incluye el costo de poda informado a la SEC por las empresas de referencia, el costo de poda calculado en el Informe Técnico y el costo de poda que solicitan en sus discrepancias relacionadas con el factor de frondosidad rural.



La CNE concluye que el costo de poda considerado en el Informe Técnico es mayor que el costo de poda informado por la empresa distribuidora.

Por último, para la CNE es importante tener presente que las redes de distribución de las empresas discrepantes pasan a través de predios mediante servidumbres, en cambio, las redes de distribución de las empresas modelos, se ubican en BNUP

En virtud de lo expuesto, la Comisión solicita rechazar la solicitud de Coelcha.

Sobre los criterios estadísticos que expone la CNE, el Panel solicitó a dicho organismo una explicación de estos criterios. Al respecto, se hace presente que, a juicio del Panel, existen dos falencias relevantes en el método empleado en el Informe Técnico para determinar el factor de 50% en disputa. Por un lado, la CNE no entregó ningún antecedente que pudiese acreditar que la muestra empleada tuvo un carácter aleatorio, limitándose a afirmar dicha condición. En este ámbito, corresponde relevar que existen diversos métodos que permiten la acreditación de la forma de selección de los datos, ninguno de los cuales fue mencionado por la CNE en su respuesta a una pregunta expresa del Panel sobre el tema. Por otro, la medición de la variable observada en cada una de las fotos que incluyen los trazados de redes, según lo informado por la CNE, no responde a ninguna métrica predefinida desde el punto de vista metodológico, por lo cual la simple observación visual (para asignar un porcentaje de frondosidad en cada caso) puede contener errores significativos.

El Panel destaca que la no aleatoriedad de la muestra invalida la aplicación de criterios de representatividad, que por su propia naturaleza estadística suponen la aleatoriedad. Asimismo, los indicadores de representatividad no hacen referencia alguna del error en la medición que pudiera estar presente al evaluar a simple vista los porcentajes asignados a cada foto.

Sin perjuicio de lo señalado, de acuerdo con los datos presentados por la CNE, que no fueron controvertidos por la discrepante, ésta solicita un valor total correspondiente a podas (derivadas del factor de frondosidad) que es más de seis veces el costo promedio por este concepto que la empresa ha informado a la SEC entre los años 2018 y 2021⁶. Si bien el valor incluido en los antecedentes que maneja la SEC no es necesariamente vinculante para el presente proceso, constituye al menos una referencia significativa que se debe tener a la vista.

Para el Panel, no obstante que el método que utilizó la CNE, según los antecedentes entregados por ella, carece de las propiedades estadísticas requeridas para garantizar una correcta representatividad, los valores solicitados por la discrepante son significativamente mayores que sus costos históricos, por lo cual el Panel estima que no corresponde su validación, sobre todo considerando que no existe una explicación razonable de este hecho por parte de la cooperativa.

⁶ Cabe destacar, que, si se empleara el valor planteado en la fe de erratas de la discrepante, éste sería más de un 100% superior al registrado en la SEC.

Por el motivo expuesto, el Panel no accederá a lo solicitado por la discrepante.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel no accederá a la solicitud de la discrepante.

4.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de cantidad de cuadrillas de emergencia. Atendido a que la suma de los montos asociados a estas materias es inferior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría B:

Rechazar la solicitud de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.

5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C

El artículo 183 bis de la LGSE, en su inciso vigesimosegundo dispone: "en cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel solo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada (...) por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino solo entre valores finales".

Por lo anterior, el Panel ha procedido a considerar todas las peticiones de las discrepantes en las categorías que correspondan. Ello, con independencia de la interrelación que pudiesen tener algunas peticiones en distintas categorías asociadas a la misma materia.

5.1. Alternativas categoría C

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Modificar el costo total de O&M para el ATD12, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

| | |
|------|-------------|
| 2019 | 183.282.113 |
| 2020 | 183.282.113 |
| 2021 | 183.282.113 |
| 2022 | 183.282.113 |
| 2023 | 183.282.113 |
| 2024 | 183.282.113 |

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.

5.2.Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C “Costo fijos independientes del consumo”, Coelcha plantea las siguientes tres materias: (i) Costos asociados a Centro de Llamados; (ii) Incorporación jefatura al Departamento Legal y Regulación; e (iii) Incorporación jefatura al Departamento Lectura y Facturación.

En relación con la materia (ii) la CNE ha manifestado que ella debiera ser analizada en la categoría B, y no en C.

Al respecto, el Panel tiene presente que ni en las Bases ni en el Informe Técnico se establece que los denominados Costos Fijos Independientes del Consumo tengan necesariamente una equivalencia con la definición de costos fijos que se hace en la ley para efectos tarifarios.

En el contexto señalado, es evidente que los costos asociados a ciertos cargos, como por ejemplo el de gerente general o gerente de regulación, son también independientes del consumo, aunque tales costos no se contabilicen para determinar los cargos fijos, sino que contribuyen a determinar los costos estándares de O&M. Así lo consideró también la CNE cuando desagregó los costos fijos administrativos bajo la glosa CFGA en el Informe Técnico.

Asimismo, el traslado de costos que fueron discrepados en una categoría para ser analizados en otra genera situaciones no contempladas en la LGSE, como sería la redefinición del monto solicitado en cada una de las respectivas categorías, que se debe considerar tanto en la categoría en que originalmente se incluyeron estos costos, como en la categoría en que éstos se incorporan (una vez efectuada la reclasificación).

Se debe tener presente que la LGSE es clara al establecer que la agrupación de costos por categoría es una definición que corresponde efectuar por la CNE en las bases técnicas del estudio del consultor y, por ello, a juicio del Panel en adelante debiera ser explicitada de forma tal de evitar las ambigüedades interpretativas que se han verificado en este caso.

Por lo anterior, ante las diversas interpretaciones de lo que se puede entender incluido en la categoría de Costos Fijos Independientes del Consumo, y la falta de norma expresa que en este caso permita modificar el monto total solicitado por una empresa en una determinada categoría, el Panel analizará esta materia en la categoría C, tal como fue formulada la discrepancia.

5.2.1. Costos asociados a Centro de Llamados

Coelcha discrepa de los costos incluidos en el Informe Técnico para la implementación del centro de llamados para la empresa modelo de la ATD12. En tal sentido, solicita incorporar un centro de llamados, implementado con personal propio, cuyo valor anual para el año base asciende a \$82.651.005.

La empresa señala que la NTD establece las obligaciones y especificaciones para los centros de llamados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de electricidad. En particular, dicha norma prescribe que los centros de llamados, entre otros requerimientos,

debe operar las 24 horas, todos los días del año, gestionar el abandono de llamadas y contar con una línea de atención cada 4.000 clientes (artículos 5-14 y 5-15 de la NTD).

La empresa indica que el Consultor describió en su estudio que los costos de los servicios de atención telefónica se basaban en la externalización de la actividad considerando costos unitarios, justificando dicha decisión en que “[e]sta modalidad es empleada por gran parte de las empresas de servicios *utilities* del país y presenta grandes ventajas para éstas, por cuanto la atención comercial no forma parte de su *core business*, existiendo empresas especializadas en ofrecer estos servicios a múltiples solicitantes, generando así importantes economías de escala y estandarización de niveles de calidad”. En base a dicho criterio, los costos reconocidos para la empresa modelo de la ATD12 varían de \$47.217.000 para el 2019 a \$54.599.000 para el 2024.

Coelcha señala que, dado que cuenta con una cantidad reducida de clientes (15.543 clientes al 2019), debe atender una cantidad menor de llamados, en comparación al volumen de otras distribuidoras que suministran a varios cientos de miles de clientes. La cooperativa señala que, dado su volumen acotado, no existe interés en el mercado para entregarles el servicio de centro de llamado, debiendo por lo tanto implementar esta funcionalidad con personal propio y a un costo mucho mayor.

La empresa indica que un centro de llamados en base a personal propio, que cumpla cabalmente con la norma, debe contar con telefonistas para llamadas de emergencia las 24 horas del día, los siete días de la semana, todo el año, lo que requeriría considerar al menos siete personas por línea de atención. De esta forma, considerado los mismos valores del estudio en cuanto a remuneraciones y gastos de contratación, seguridad, espacio, mantención, entre otros, da un monto total asciende a los \$64.284.115 anuales.

Por otro lado, continúa, para dar cumplimiento al requisito de una línea de atención cada 4.000 clientes exigido en la NTD, se necesitan dos trabajadores adicionales para contar con doble turno durante el día y disponer de trabajadores para la atención de emergencias, lo que significa un presupuesto de \$18.366.890 anuales.

Considerando lo señalado, Coelcha solicita incorporar un centro de llamados cuyo valor anual para el año base, y para cada uno de los años del periodo tarifario, asciende a \$82.651.005.

Respecto del interés que tendrían empresas de centros de llamados para dar servicios a cooperativas como Coelcha, la empresa aclara que sí existen empresas dispuestas a cubrir esta necesidad, pese a la baja atención que se solicitaría, pero, acota, el costo del servicio sería muy elevado escapando de la regresión realizada por CNE a partir de los costos para empresas con economía de escala evidentemente mayores que la cooperativa. A modo ilustrativo, Coelcha presenta cotizaciones de la externalización del servicio de centro de llamada, para los siete ejecutivos requeridos. Los valores se reproducen en la siguiente tabla:

| Empresa | Valor (ejecutivo/mes) | Costo anual ejecutivos) (7 |
|------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Digital Partner | 35 UF | \$82.231.224 |
| Atento (Home Office) | 53 UF | \$126.035.853 |
| Atento (Dependencias Atento) | 46 UF | \$109.389.608 |

Por su lado, la CNE señala que los centros de llamados están estructurados para requerimientos diversos. Es decir, cuentan con distintos planes para distintos horarios. Estos planes consisten en un pago fijo mensual (que varía de acuerdo con el horario de atención) y/o una facturación mensual mínima. Adicionalmente, se agrega un costo por llamada y/o un costo por duración de la llamada (por unidad de tiempo). En conclusión, en opinión de la CNE, los centros de llamados sí ofertan su servicio a empresas con un bajo volumen de llamadas, por lo que no se justifica contar con un centro de llamados propio.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el Informe Técnico incluye los costos eficientes para la implementación de un centro de llamados para la empresa modelo, o si, por el contrario, lo propuesto por la discrepante se ajusta de mejor manera a los requerimientos exigidos por las Bases y la NTD.

El Panel realizó un análisis de los modelos de costos de centro de llamados incluidos por la Comisión en el “Anexo 4-Modelo ITCNE” y por la discrepante en su escrito. El modelo de la CNE se basa en un costo por tipo de llamada y el de la discrepante en el número de operadores disponibles en todo momento. El Panel constató que ambos modelos de servicio están disponibles en el mercado local.

Por otro lado, la NTD, en su artículo 5-15, establece que los centros de llamadas deben estar disponibles las 24 horas del día, todo el año, en base a una línea de atención por cada 4.000 clientes. En este sentido, la propuesta de la discrepante es consistente con lo establecido en la norma. El Panel realizó una revisión de los costos y de la dotación propuestos por Coelcha, los que parecen razonables para cumplir con las especificaciones requeridas.

Por su parte, la CNE indicó que existirían empresas de centros de llamados que podrían gestionar el volumen reducido de la cooperativa, lo que en definitiva no fue controvertido por la discrepante. Es más, Coelcha obtuvo tres cotizaciones, lo que corrobora que en este caso es posible contratar a terceros este servicio. No obstante, estos valores superan los calculados por la empresa, por lo que no resultan eficientes.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

5.2.2. Incorporación jefatura al Departamento Legal y Regulación

Coelcha solicita la incorporación de una jefatura al Departamento Legal y Regulación de la Gerencia General para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo del ATD12.

Al efecto, indica que el departamento legal es responsable de: (i) procesos del sector como el VNR, AyR, Costos de Explotación, Ingresos de Explotación, Procesos Tarifarios (VAD, SSAA, Tarifas, Peajes), PNP, Propuestas Normativas (Proyectos de Ley, Reglamentos, Normas Técnicas, Procedimientos y Oficios), entre otros; (ii) dar respuesta a requerimientos de la autoridad (SEC, CNE, CEN, Ministerio y SERNAC). Cita como un ejemplo relevante la afectación de las leyes de estabilización y de servicios básicos, donde las áreas regulatorias tienen que evaluar los impactos, generar propuestas y velar por un correcto funcionamiento de la empresa; el PNP y el VAD, a los cuales se le dedicarían importantes cantidades de tiempo.

La cooperativa destaca que el mercado de distribución es uno monopólico y, por tanto, altamente regulado, por lo que a su juicio el departamento sería crítico para el correcto funcionamiento de la empresa modelo. Señala que, además, de no haber una jefatura disponible de manera permanente, se generaría un conflicto de intereses y desempeño ya que el Gerente General es directamente responsable de la adecuada realización de los procesos regulatorios, así como de su reportabilidad. Agrega que, de no establecerse una jefatura en este departamento, tanto el abogado como el analista serán ejecutores, revisores y aceptadores de las labores que desarrollan, lo que en su opinión no sería eficiente y además sería muy riesgoso para la empresa modelo.

Frente a la respuesta de la CNE a su observación, en cuanto señala que en el Informe Técnico se consideran recursos para la contratación de asesorías externas, Coelcha sostiene que la responsabilidad de llevar a buen puerto la gran cantidad de procesos, así como la responsabilidad de dar una adecuada respuesta al volumen relevante de solicitudes de información efectuados por la autoridad, no puede recaer en externos ni en el abogado analista del departamento en cuestión, lo que en su opinión justificaría la existencia de un jefe de departamento que asuma la responsabilidad de las labores desarrolladas por este departamento y que reporte a un superior, que en su opinión debiese ser el gerente general.

Por lo anteriormente expuesto, Coelcha solicita incorporar en el Informe Técnico (4.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa modelo) una jefatura para el Departamento Legal y Regulación de la Gerencia General de la empresa modelo del ATD12, cuyo valor anual asciende a \$52.743.907.

La CNE, por su parte, explica que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo del ATD12 considera que los procesos legales y regulatorios son desarrollados por el Analista de Regulación y el Abogado, los que dependen directamente del Gerente General, sin que se contemple un Departamento Legal y Regulación propiamente tal.

Respecto a las tareas asociadas a los procesos legales y regulatorios, destaca que en el modelo se están considerando asesorías externas tales como asesorías legales locales, asesoría proceso VAD, asesoría costos e ingresos de explotación, asesoría VNR, asesoría proyección de

demanda, asesorías legales (distintas a las locales), asesorías de calidad y normas técnicas, asesorías técnicas, entre otras. Agrega que esto en ningún caso implicaría traspasar la responsabilidad del adecuado desarrollo de las tareas a los asesores o consultores externos, sino que habría un traspaso (parcial) en la ejecución de ellas, donde el Analista de Regulación y el Abogado serían la contraparte de los asesores externos.

La CNE expone además que, de la revisión de los archivos presentados por las empresas concesionarias de distribución de electricidad en el proceso STAR de Remuneraciones de Costos de Explotación de los años 2019 y 2020, se observa que la empresa de referencia posee un Departamento Comercial y Regulación, en contraste con la estructura de la empresa modelo, que considera una Gerencia Comercial y los procesos legales y de regulación dependen directamente de la Gerencia General. Indica que en el Departamento Comercial y Regulación de la empresa de referencia, una sola persona, el "Encargado Comercial"⁷, realiza tareas relacionadas con la regulación⁸. Agrega que, si bien la estructura organizacional de la empresa de referencia considera una jefatura para el Departamento Comercial y Regulación, se debe tener presente que dicha jefatura también está a cargo de la gestión comercial y que, de acuerdo con los mismos archivos mencionados, alrededor del 30% de la remuneración está asignada a la gestión regulatoria y el 70% a la gestión comercial⁹.

En este sentido, prosigue, el argumento de la discrepante respecto a la gran cantidad de tareas que justificaría crear el Departamento Legal y Regulación e incorporar al respectivo jefe, no se condiría con la realidad de la empresa de referencia, la que no posee un Departamento de Regulación con un jefe dedicado exclusivamente a funciones regulatorias, e incluso, posee una sola persona que realiza tareas relacionadas con la regulación.

Para resolver esta discrepancia, se debe tener presente que la actividad de distribución está sometida a una intensa regulación, derivada de su carácter de actividad de servicio público. Ello se traduce en la imposición de una serie obligaciones legales a las empresas de distribución (de información, calidad de servicio, entre otras) y en el establecimiento de una institucionalidad *ad hoc*, dotada de fuertes potestades normativas, fiscalizadoras y sancionatorias para supervigilar su funcionamiento (SEC); para regular su actividad y conducir los respectivos procedimientos tarifarios (CNE); así como para coordinar su funcionamiento con los demás actores del sistema eléctrico (CEN).

Desde esta perspectiva, el Panel estima necesario considerar en la dotación de personal de la empresa de referencia, un cargo de jefatura que tenga por objeto gestionar y controlar el

⁷ La empresa de referencia lo denomina "Ingeniero Área Comercial y Regulación" en el archivo que presenta su estructura organizacional.

⁸ En el organigrama de la empresa de referencia también se observa un "Encargado VNR", cuya descripción de cargo es "Actualizar GIS y control proveedores energía".

⁹ De acuerdo con el archivo de remuneraciones que la empresa de referencia entrega en el marco del proceso STAR de Remuneraciones de Costos de Explotación.

cumplimiento de las obligaciones legales y administrativas que recaen sobre las empresas de distribución.

Si bien a este respecto en el Informe Técnico se considera un monto de \$33.470.000 anual por concepto de asesorías externas -"Asesoría proceso VAD" (\$4.054.000), "Asesorías y consultorías"¹⁰ (\$26.918.000) y "Asesoría legal local" (\$2.498.000)-, así como la existencia de un Abogado y de un Analista de Regulación que dependen del Gerente General, el Panel estima que la dinámica y relevancia de los procesos regulatorios, así como las consecuencias gravosas que puede traer aparejado un incumplimiento por parte de la distribuidora, justifica en este caso reconocer el cargo solicitado para la empresa modelo.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante.

5.2.3. Incorporación jefatura al Departamento Lectura y Facturación

Coelcha solicita incorporar una jefatura al Departamento Lectura y Facturación para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo del ATD12.

La empresa señala que el proceso de facturación es crítico, ya que este mecanismo se encarga de recolectar todos los recursos desde los clientes. Explica que en este proceso se enfrentan una serie de actividades, tales como: ingresar la lectura junto con su validación, realizar chequeos, indexar la tarifa, cambiar valores con la salida de decretos y resoluciones, entre otras tareas.

Agrega que la regulación y normativa existente en torno al proceso de facturación genera que éste se deba desarrollar apuntando a la continua mejora en la precisión de la información. Al respecto, señala que el proceso STAR, que regula el proceso de facturación de las empresas, le habría significado multas a varias de ellas, y adicionalmente, los cambios legales del sector como el cargo de servicio público por tramo y el PEC1 y PEC2, habría significado una mayor carga para este departamento.

Asimismo, en respuesta a lo señalado por la CNE en su escrito de respuestas, afirma que la empresa de referencia tiene desde hace tiempo una jefatura de área de facturación de energía, así como un asistente de área de facturación, y que el año 2022 incorporó un segundo asistente de área de facturación, para así llevar de mejor forma este proceso.

Por lo anteriormente expuesto, solicita incorporar en la empresa modelo del ATD12 una jefatura para el Departamento Lectura y Facturación de la Gerencia Comercial lo que conforme

¹⁰ La CNE señala que estas incluyen las siguientes partidas: Costos e ingresos de explotación, VNR, Proyección de demanda, Asesorías técnicas (regulatorias, Asesorías legales, Asesorías laborales y prevención de riesgos y Estudio y actualización de manuales y procedimientos (laborales).

a la valorización de dichos cargos en la empresa modelo, significa un reconocimiento de recursos adicionales por un monto de \$47.887.201 anual.

La CNE, por su parte, sostiene que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo del ATD12 considera una Gerencia Comercial compuesta por 14 personas, incluyendo un Analista de Lectura y Facturación, y un Supervisor de Recaudación y Cobranza. En este sentido, no contemplaría un Departamento Lectura y Facturación propiamente tal.

Agrega que, de la revisión de los archivos presentados por las empresas concesionarias de distribución de electricidad en el proceso STAR de Remuneraciones de Costos de Explotación de los años 2019 y 2020, se observa que la empresa de referencia posee un Departamento Comercial y Regulación, compuesta también por 14 personas, incluyendo un Jefe de Facturación y un Asistente de Facturación y Cobranza.

De lo expuesto, la CNE entiende que, tanto la empresa modelo como la empresa de referencia consideran dos personas para desarrollar las actividades del ciclo comercial (lectura, facturación, reparto y cobranza). Señala que si bien la empresa de referencia posee un Jefe de Facturación, éste depende del Jefe del Departamento Comercial y Regulación, en contraste con la empresa modelo que considera un Analista de Lectura y Facturación y un Supervisor de Recaudación y Cobranza, que dependen del Gerente Comercial, dedicado exclusivamente a los procesos comerciales. En este sentido, prosigue, en la empresa modelo las labores del proceso de facturación se encuentran asignadas directamente a una gerencia y no a una jefatura lo que en su opinión no se condiría con el argumento de la discrepante respecto a la no consideración de la criticidad del proceso de facturación y las varias actividades que enfrenta.

Adicionalmente, señala que la inclusión de una jefatura implicaría tener un cargo más para desarrollar las tareas que, como expuso, tanto la empresa modelo como la empresa de referencia cubren con la misma cantidad de empleados, situación que sería ineficiente y con costos innecesarios.

En esta materia el Panel comparte lo sostenido por la CNE, en cuanto a que los cargos considerados en el Informe Técnico para desarrollar la actividad y procesos de facturación (Analista Lectura y Facturación, y el Supervisor Recaudación y Cobranza) en el ATD12 son suficientes. Asimismo, el Panel estima que la discrepante tampoco ha entregado antecedentes suficientes que justifiquen la pertinencia de su petición.

Decisión:

Por lo anteriormente expuesto, en esta materia el Panel no accederá a lo solicitado por la discrepante.

5.3.Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en las materias de costos asociados a Centro de Llamado y jefatura Departamento Legal y Regulación de la Gerencia General. Atendido a que la suma de los montos asociados a estas materias es

superior al 50% del total solicitado, y teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente dictamen en la categoría C.

Incorporar los siguientes costos fijos independientes del consumo (\$/año):

| | |
|------|-------------|
| 2019 | 183.282.113 |
| 2020 | 183.282.113 |
| 2021 | 183.282.113 |
| 2022 | 183.282.113 |
| 2023 | 183.282.113 |
| 2024 | 183.282.113 |

Concurrieron al acuerdo de los presentes Dictámenes N°11, N°12 y N°21-2023 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 25 de abril de 2023

María Fernanda Quezada R.
Secretaria Abogada