

**Dictámenes Discrepancias N°14, N°18 y N°19-2023**

Área Típica N°8

Discrepancias presentadas por Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada, respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 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, cuatrienio noviembre 2020 – 2024
BNUP	Bienes Nacionales de Uso Público
CEN o Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
Cooprel	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada
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
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
Informe Técnico	Informe Técnico para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 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
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
RE N°908	Resolución Exenta N°908 de 23 de diciembre de 2022 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el “Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio 2020-2024”
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 CATEGORÍA A.....	7
3.1.	Alternativas categoría A.....	7
3.2.	Análisis.....	8
3.2.1.	Sistema de Puesta a Tierra (mallas) .....	8
3.2.2.	TI Macro.....	12
3.3.	Dictamen.....	14
4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B.....	15
4.1.	Alternativas categoría B.....	15
4.2.	Análisis.....	15
4.2.1.	Cuadrilla pesada para emergencias (camión grúa C12) .....	15
4.2.2.	Factor de frondosidad.....	18
4.3.	Dictamen.....	23
5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C.....	23
5.1.	Alternativas categoría C.....	24
5.2.	Análisis.....	24
5.2.1.	Jefe del Departamento de Regulación .....	25
5.2.2.	Segundo Prevencionista de Riesgos .....	27
5.2.3.	Jefe Departamento Facturación.....	28
5.3.	Dictamen.....	29

## **DICTÁMENES N°14, N°18 y N°19-2023**

### **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, cuatrienio 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 inversión<sup>1</sup>, 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 real<sup>2</sup>, 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 será necesaria la emisión del informe técnico preliminar (art. sexto transitorio, N°4, Ley N°21.194).

---

<sup>1</sup> 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).

<sup>2</sup> 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 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 ATD8, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

2019	1.047.092.169
2020	1.047.092.169
2021	1.047.092.169

2022	1.047.092.169
2023	1.047.092.169
2024	1.047.092.169

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada

### 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”, Cooprel plantea las siguientes dos materias: (i) Sistema de Puesta a Tierra (mallas); y TI Macro.

#### 3.2.1. Sistema de Puesta a Tierra (mallas)

Cooprel discrepa respecto a la ausencia de mallas a tierras en los módulos de transformadores, subestaciones de superficie y subterráneas, reguladores de tensión y banco de condensadores considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD8.

La concesionaria señala que si bien el informe de la CNE reconoce el uso de los pliegos técnicos para la puesta a tierra en la construcción de los módulos estándares de la empresa modelo, y en particular el uso de mallas de puesta tierra en las distintas subestaciones (aéreas, de superficie y subterráneas), al revisar los resultados para el dimensionamiento de la empresa modelo contenidos en el archivo “ATD8\_333.xlsx” entregado por la CNE, se aprecia que no se han considerado mallas de puesta a tierra, sino sólo electrodos de barra, esto es, una barra de acero galvanizado recubierto de cobre enterrada directamente en el suelo.

La discrepante sostiene que considerando lo dispuesto en el artículo 183° de la LGSE, así como todo lo exigido por la normativa técnica (Pliegos RPTD N°06 y RPTD N°13), se verifica la exigencia de contar con mallas de puesta a tierra en, a lo menos, los distintos tipos de subestaciones empleadas en el dimensionamiento de la empresa modelo y, dependiendo de la resistividad de los terrenos, la necesidad de emplear mallas de puesta a tierra en reguladores de tensión y condensadores.

Cooprel manifiesta que ha determinado soluciones de puesta a tierra a través de la división de la zona de distribución en cuatro cuadrantes que representan el tipo de suelo y sus características de resistividad. Agrega que se evaluó el comportamiento de los diferentes tipos de sistema de puesta a tierra en los cuatro cuadrantes de lo que concluyó que el único sistema que cumple con las exigencias de la actual normativa sería la malla reticulada de 5x5m (resistencia no excede de 20 Ohms) (presenta tabla con los valores de resistencia de la malla de 5x5, de un electrodo y de dos electrodos). Según la cooperativa, se comprueba la necesidad de emplear mallas de puesta a tierra en los equipos relevantes del ATD8 como lo son los existentes en las subestaciones (aéreas, de superficie y subterráneas), así como en reguladores.

La discrepante afirma que ejecuta puestas a tierra de servicio y protección utilizando una malla reticulada, la cual se construye en dimensiones de 5x5m, utilizando conductor de cobre



desnudo duro N°2 AWG (33,6 mm<sup>2</sup>) o superior, sin tensión mecánica y soldadas las uniones con oxiacetileno o prensado con conectores de bronce XC-51 y enterrada a la profundidad especificada. El costo unitario de dicha malla sería de \$450.996, valor que se compara con el considerado por la CNE de \$110.000 cada electrodo. Agrega que el valor que asignó la CNE al acoger la observación de Cooprel no es suficiente para una malla de puesta a tierra que cumpla las exigencias normativas.

Según Cooprel el VNR informado a la SEC en 2018 contenía errores en la clasificación de sus sistemas de puesta a tierra. Agrega que se informaron 543 unidades de sistemas de malla reticulada, sin embargo tiene 3.411 unidades y, por otra parte, se clasificaron erróneamente 2.868 unidades como sistema de puesta a tierra de 4 barras. Presenta una tabla con la situación de sus sistemas de puesta a tierra.

La discrepante solicita que se incorpore en el Informe Técnico mallas de puesta a tierra en los módulos de los transformadores, subestaciones de superficie y subterráneas, reguladores de tensión y bancos de condensadores de la empresa modelo del ATD8, cuyo valor unitario de malla de puesta a tierra asciende a \$450.996 y el valor total para la empresa modelo corresponde a un VNR de \$ 648.081.252.

Por su parte, la Comisión afirma que la empresa modelo cumple con lo establecido en los Pliegos Técnicos Normativos, ya que en sus módulos constructivos se establecen todos los elementos de toma de tierra requeridos, tanto de servicio como de protección, en transformadores y en otros equipos eléctricos.

A juicio de la CNE, a partir de los antecedentes aportados por la discrepante, mediciones de resistividad de terreno en ciertas zonas del área de operación de la empresa de referencia, no sería posible concluir o justificar la necesidad de emplear una malla de puesta a tierra en cada uno de los puntos que la discrepante solicita. Agrega que según la concesionaria se necesitaría una malla reticulada de puesta a tierra en (i) cada transformador aéreo (1.415 puntos geográficos), (ii) cada regulador de tensión (12 puntos geográficos), y (iii) cada banco de condensadores (10 puntos geográficos), totalizando 1.437 ubicaciones en las cuales sería necesario incurrir en la solución señalada.

La CNE manifiesta que revisó el VNR fijado por SEC de la empresa de referencia del ATD8, para verificar cómo la empresa cumple el requerimiento señalado en la discrepancia, asociado a la resistencia máxima que deberán tener las puestas a tierra. Lo anterior por cuanto el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes (NSEG 5) ya consideraba en el pasado una restricción en relación con esta materia. De la revisión mencionada la CNE concluyó que solamente el 16% de los elementos señalados por la discrepante se encuentran con una malla reticulada de puesta a tierra en la empresa de referencia. Agrega que la petición de la discrepante es considerar malla reticulada en el 100% de los elementos. A continuación se transcriben las tablas presentadas por CNE, resultantes de su revisión de la distribución de tomas a tierra de la empresa de referencia del ATD8 según VNR SEC 2019.

**Distribución de tomas a tierra en la empresa de referencia del ATD8 - VNR SEC 2019**

<b>Tipo de toma a tierra</b>	<b>Cantidad VNR SEC 2019</b>
<b>1 Barra</b>	4.924
<b>2 Barras</b>	0
<b>4 Barras</b>	3.022
<b>Malla Reticulada</b>	543

<b>Transformadores</b>	3.390
<b>Reguladores</b>	12
<b>Bancos de condensadores</b>	51

<b>% Mallas sobre elementos</b>	<b>16%</b>
---------------------------------	------------

La CNE destaca que la solución mediante la cual la empresa de referencia cumple con la normativa difiere significativamente de aquella solicitada por la discrepante para la empresa modelo. Lo anterior, agrega, sin perjuicio de que existan zonas en las cuales efectivamente sea necesaria la utilización de mallas de puesta a tierra.

La Comisión explica que, en función de los resultados de la revisión, respondió la observación de Cooprel al Estudio del Consultor indicando que se ajustarían los precios de las puestas a tierra del ATD8, de modo que represente la proporción de los distintos tipos de tomas de tierra de la empresa de referencia según las tablas anteriores. Agrega que los precios unitarios de las tomas de tierra del ATD8 del Informe Técnico son superiores a los del Estudio del Consultor. Afirma que las tomas a tierra KB22A incrementaron su precio unitario en un 110%, KB32A en un 26%, KC22A en un 110% y KC32A en un 37%. La CNE concluye que la composición de la empresa modelo del ATD8 cumple con lo establecido en los Pliegos Técnicos.

Adicionalmente la CNE afirma que revisó las tomas de tierra de la empresa Saesa (emplazada en la misma región de la empresa de referencia) y constató que menos del 3% de sus tomas de tierra corresponden a mallas reticuladas. Asimismo, prosigue, esa cantidad no suma más del 10% de sus transformadores, reguladores y bancos de condensadores.

La Comisión señala que la discrepante utiliza un valor unitario de la malla de tierra reticulada de \$450.996 sin justificación ni antecedentes para efectuar la debida revisión. Agrega que los VNR utilizados en el Informe Técnico se han calculado en base a los fijados en el VNR SEC, y conforme a la metodología y estructura de costos (precio unitario, montaje y recargos) establecida en las Bases Técnicas del proceso para la empresa eficiente.

A juicio de la Comisión, acoger la solicitud de la discrepante incrementaría el VNR de la empresa modelo sobredimensionándolo con respecto a lo eficiente para el cumplimiento normativo, incorporando además artificialmente precios unitarios que carecen de fundamento.

El Panel advierte que, como respuesta a la observación de Cooprel, la CNE aumentó los valores de las puestas a tierra en el Informe Técnico de forma tal que representen los costos de la empresa de referencia del ATD8 según la distribución de tomas a tierra que se incluye en el VNR SEC 2019, la que cumpliría con la normativa. Al respecto, la CNE concluye que solamente el 16% de los elementos señalados por la discrepante se encuentran con una malla reticulada de puesta a tierra en dicho VNR y, además, menciona que la empresa Saesa que opera en la zona tiene un 3% de puestas a tierra con malla reticulada.

Por su parte la discrepante estimó insuficiente el mencionado aumento de costos incluido en el Informe Técnico por lo que solicita valores que consideren incluir dicha malla reticulada en todos los equipos y subestaciones de la empresa modelo.

Cabe mencionar que la discrepante no está de acuerdo en la relación que hace la CNE con el VNR, argumentando que dicha información contendría errores en la clasificación de los sistemas de puestas a tierra.

El Panel tiene presente que la empresa ha adjuntado un informe elaborado por un consultor en que se calcula la resistencia de tres sistemas de puestas a tierra (un electrodo, dos electrodos y una malla reticulada) sobre la base de una resistividad equivalente del terreno en cuatro lugares de la zona de concesión. De los resultados se concluiría que sólo el sistema de malla reticulada cumpliría con la normativa, por lo que, en opinión de la discrepante, el diseño de los módulos de la empresa modelo debería disponer de dicho sistema de puesta a tierra en todas las subestaciones, transformadores, reguladores y bancos de condensadores de la zona de concesión.

Para el Panel los antecedentes indicados muestran un ejercicio de ingeniería aplicable a la instalación de un equipo específico, por lo que no es posible de ese cálculo extraer conclusiones generales para aplicarlas al diseño de los módulos de la empresa modelo, los cuales deben ser representativos de una gran cantidad de equipos. Lo anterior, debido a que el parámetro básico en este tipo de cálculos, la resistividad, es una característica de los terrenos que tiene un amplio rango de variación como muestra el informe presentado por la empresa, y que está influenciada por factores tales como la humedad, la temperatura y la estratificación, por lo que el valor de la resistencia de la puesta a tierra finalmente dependerá del lugar donde se deba instalar cada equipo.

En este contexto, a juicio del Panel el estudio entregado por la discrepante no tiene la representatividad suficiente para respaldar su solicitud. Por otro lado, el Panel tiene presente que la información del VNR no es coherente con la solicitud de la discrepante.

### **Decisión:**

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

### **3.2.2. TI Macro**

#### **Cuestión previa**

La CNE solicita que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Cooprel en la categoría A, por concepto de TI Macro. Fundamenta su petición en que, atendido que Cooprel 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 no acogerá la solicitud de inadmisibilidad solicitada por la CNE y, en consecuencia, analizará el fondo de la materia discrepada.

#### **Análisis de la materia**

Cooprel discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo de la ATD8. En tal sentido, la cooperativa solicita un valor de inversión igual a \$434.010.917, es decir, una inversión adicional de \$399.010.917.

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 su 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 Macroinformática (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.

Cooprel 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 ATD8, 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 empresa 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 O&M y de la organización de la empresa modelo" (numeral 5.5).

La cooperativa luego incluye una lista de mínimos de *Software* y *Hardware* necesarios identificados a partir de las labores que debe realizar la empresa modelo. En base a lo identificado, la discrepante estima, para empresa modelo del ATD8, el monto de las inversiones como \$434.010.917.

Considerando todo lo ya señalado, la cooperativa solicita incorporar para Sistemas de Tecnologías de la Información para la empresa modelo del ATD8, el valor de \$434.010.917 anuales y no considerar el monto dimensionado por la Comisión cuyo valor promedio no supera los \$35.000.000 por año.

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 aquello fijado por SEC para la empresa Cooprel al año de referencia. En opinión de la CNE, no se considera que la alternativa propuesta por la discrepante sea lo 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 empresa, de \$434.010.917, se ajusta de mejor

manera a lo requerido por la empresa modelo, que lo planteado en el Informe Técnico, con un monto \$35.000.000 de pesos.

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 las 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.

En este contexto, 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 Cooprel no incluye algunos de los sistemas mínimos necesarios para la empresa modelo de la ATD8.

Para establecer un valor de referencia, el Panel adoptó un costo unitario de \$16.368 por cliente. Este valor se obtuvo a partir de la propuesta realizada por Coelcha para valorizar estos activos, considerando las correcciones que se indican en la resolución de esta misma materia para esa empresa. A juicio del Panel, dicha propuesta se ajusta razonablemente a lo señalado por las Bases para dimensionar las instalaciones muebles e inmuebles.

Aplicando este costo unitario al número de clientes de Cooprel, se obtuvo un valor referencial para la inversión en Macro TI para la ATD8 de \$114.530.078.

Dado que el valor de referencia del Panel, de \$114.530.078, se aproxima más a la propuesta de la CNE, de \$35.000.000, que a la de la empresa, de \$434.010.917, no se accederá a 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 no ha acogido ninguna de las solicitudes presentadas en esta categoría. Por lo anterior, 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 Rural Eléctrica Rio Bueno Limitada.

#### 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”.

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 los COyM, adicionando los siguientes montos anuales (en pesos). Valores a diciembre 2019.

2019	665.322.914
2020	665.322.914
2021	665.322.914
2022	665.322.914
2023	665.322.914
2024	665.322.914

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Limitada

##### 4.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B “Costo de Operación y Mantenimiento”, Cooprel plantea las siguientes dos materias: (i) Cuadrilla pesada para emergencias (camión grúa C12); y ii) Factor de frondosidad.

###### 4.2.1. Cuadrilla pesada para emergencias (camión grúa C12)

Cooprel discrepa respecto a la cantidad de cuadrillas de emergencia pesadas consideradas en el dimensionamiento de la empresa modelo.

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. Cooprel 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.

Cooprel afirma que las actividades no programables, como las antes mencionadas, son inviables de atender sólo con las “cuadrillas de emergencia” dimensionadas en el estudio de costos de la CNE, motivo por el cual se requiere un complemento capaz de atender y despejar las fallas, que corresponde a una cuadrilla pesada que en jerga del 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.

Respecto a la existencia de un mercado spot de brigadas dentro de la zona de distribución y su eventual disponibilidad de la correspondiente brigada para atender emergencias en diferentes horarios, la discrepante afirma que si bien existen empresas contratistas que prestan servicios de este tipo, no es el caso en la zona de concesión de Cooprel, ya que no hay mercado de esta índole en las comunas en que la concesionaria distribuye.

Cooprel señala que en el informe técnico se asegura que con una cuadrilla C1 es suficiente para las actividades a realizar, no obstante, es relevante considerar los diferentes trabajos que se deben ejecutar de acuerdo al tipo de emergencia, ya que, dependiendo de la magnitud o profundidad del evento y complejidad de los trabajos de reparación, se requirieran mayores recursos y personal mejor capacitado para brindar una óptima atención, pensando además en la protección y la seguridad de las personas y/o cosas. En por ello, concluye Cooprel, que se debe contar al menos con una cuadrilla C12, especialmente por las afectaciones complejas cumpliendo las normas.

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 ATD8, cuyo valor asciende a \$141.175.782 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.

A juicio del Panel, los argumentos 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.

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 respectiva 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.

### **Decisión:**

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

#### 4.2.2. Factor de frondosidad

Cooprel discrepa del criterio de dimensionamiento de la frondosidad empleado para la zona rural, en tanto la CNE ha considerado que en las zonas urbanas hay el doble de árboles en comparación a las zonas rurales.

La discrepante señala que su zona de concesión se encuentra en La Unión, Río Bueno, Lago Ranco y San Pablo. Luego, expone mediante diversas figuras la geografía de cada comuna, teniendo presente la proyección de redes de media y baja tensión proporcionada por la CNE.

Cooprel destaca que, sobre la base de los ejemplos de las comunas de La Unión, Lago Ranco y Río Bueno, se evidencia la presencia de vegetación en la red eléctrica. Agrega que gran parte de su concesión se encuentra ubicada en zonas donde los suelos son calificados como terrenos de aptitud preferentemente forestal, en los que se desarrolla esta actividad.

En virtud de lo expuesto, la discrepante afirma que para la realidad que enfrenta la empresa modelo en el ATD8 no se cumpliría lo señalado por la CNE en el sentido que “la cantidad de árboles por kilómetro de red en la zona rural es menor en un 50% que en la zona urbana”.

Cooprel indica que el Informe se utiliza el Estudio de CONAF denominado “MANUAL DE PLANTACION DE ARBOLES EN AREAS 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 es 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, para Cooprel es relevante comparar sus planes de plantación. Al efecto, muestra la siguiente tabla.

**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)

<b>Urbano</b>	Informe Técnico del VAD 2020-2024 de la CNE	8	12	156	69
<b>Rural</b>	CONAF	2-3	3-4	1666	833

A partir de la tabla anterior, para Cooprel sería claro que las densidades promedio de plantación por hectárea en redes rurales son considerablemente mayores a las densidades para las redes urbanas, lo que, en su opinión, demostraría que la justificación entregada por la CNE es errónea, al menos para la realidad de la ATD8.

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, Cooprel 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 discrepancia 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 ATD8.

Respecto a las fuentes de información para fundamentar su discrepancia, Cooprel señala que se utilizaron dos documentos: CONAF. (2013) "Guía básica de buenas prácticas para plantaciones forestales de pequeños y medianos propietarios" y "Diseño, establecimiento y manejo de cortinas cortaviento", los cuales recomiendan distancias mínimas y máximas de plantaciones de acuerdo con el objetivo que se dará a estas. Agrega que, teniendo a la vista ambas fuentes de información, analizó las zonas de frondosidad nivel 5, donde fueron proyectadas por el consultor las redes de la empresa modelo. Según la discrepancia, el resultado obtenido demostró que la cantidad de árboles versus la distancia de la muestra entrega densidades mucho mayores a las proyectadas por el consultor en su informe técnico.

Sobre lo planteado por la CNE al indicar que la comparación que hace la empresa es errónea, ya que mezcla diferentes niveles de frondosidad, Cooprel declara que aquello que quiere demostrar es que las densidades consideradas por el consultor para zonas rurales no tienen relación con la realidad y mucho menos con los documentos probatorios presentados por Cooprel, los cuales fueron elaborados en base a criterios usados por la misma institución que el consultor empleó para elaborar las bases de la frondosidad urbana (CONAF).

Considerando lo expuesto, Cooprel solicita emplear en el Informe Técnico un Factor continuidad Frondosidad Rural igual a 100% para el dimensionamiento de la empresa modelo del ATD8 durante todo el período tarifario, cuyo impacto monetario asciende a \$524.147.132 anualmente.

Para la CNE, 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.

La CNE afirma que la discrepancia, en su argumentación, incurre en dos errores para concluir que en el ATD8 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: (i) compara la vegetación de zonas que no tienen el mismo nivel de frondosidad; y (ii) divide una comuna en parte urbana y en parte rural con un criterio distinto al utilizado en el modelo.

Respecto al primer punto, la CNE señala que “comparar zonas con distintos niveles de frondosidad, como es comparar la zona urbana de La Unión, Lago Ranco o Río Bueno con la zona rural por donde pasa el trazado de la red por la zona urbana, muy probablemente está comparando un nivel de frondosidad 1 o 2 con uno 4 o 5”.

En relación con el segundo punto, 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 La Unión, Lago Ranco y Río Bueno están clasificadas como rurales. Esto, agrega, refuerza el hecho de que la empresa discrepante no está comparando la vegetación para un mismo nivel de frondosidad.

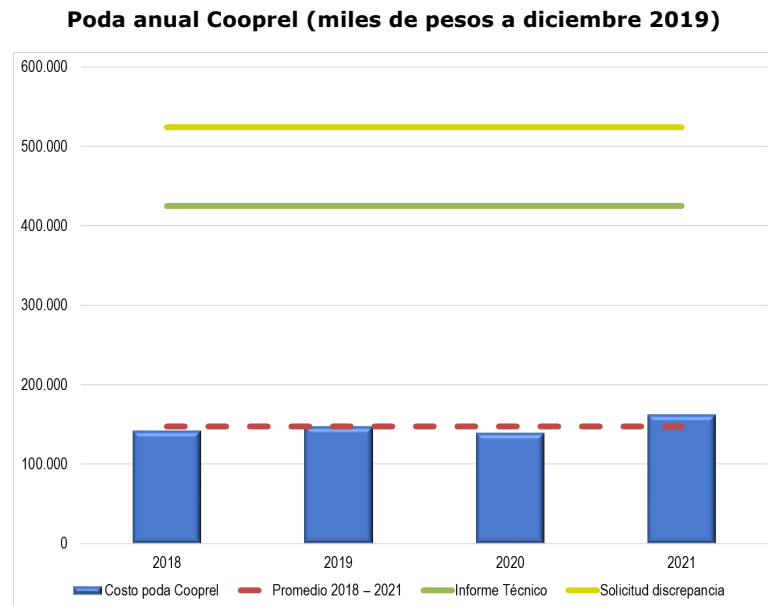
La CNE plantea que el factor de frondosidad fue determinado por el Consultor en su estudio, puesto que constató una discontinuidad geográfica y temporal en la densidad y altura de la vegetación arbórea adyacente al trazado de la red de la empresa modelo. En efecto, prosigue, a lo largo del trazado se 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); por su parte, los cultivos silvícolas presentan discontinuidad tanto de tipo geográfico como temporal, a lo largo del ciclo de plantación, crecimiento, raleo y cosecha. Aclara la CNE que estas discontinuidades 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 aéreas 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 aéreas 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 de 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 ATD8, 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 de referencia.

Por último, la CNE señala 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 primer término, el Panel entiende, basado en los antecedentes que presenta la CNE en el gráfico incluido en su respuesta a la discrepancia, que el monto de \$524.147.132 anuales que solicita la cooperativa corresponden al stock total de los gastos involucrados, siendo aproximadamente 105 millones de pesos la diferencia respecto a lo incluido en el Informe Técnico.

Por otra parte, en relación con los criterios estadísticos que expone la CNE, el Panel destaca que 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 o imágenes aéreas 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 o imagen.

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 tres veces el costo promedio por este concepto que la empresa ha informado a la SEC entre los años 2018 y 2021. 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 no corresponde su validación, sobre todo considerando que no existe una explicación razonable de este hecho por parte de la cooperativa.

#### **Decisión:**

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

#### **4.3.Dictamen**

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría solo la solicitud en la materia de cuadrilla pesada para emergencias. Atendido a que el monto asociado a esta materia 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 Rural Eléctrica Rio Bueno Limitada.

#### **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 los costos fijos independientes del consumo, adicionando los siguientes montos anuales, en pesos. Valores a diciembre 2019.

2019	123.972.948
2020	123.972.948
2021	123.972.948
2022	123.972.948
2023	123.972.948
2024	123.972.948

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Cooperativa Rural Eléctrica Rio Bueno Limitada

### **5.2. Análisis**

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C “Costos Fijos Independientes del Consumo”, Cooprel plantea las siguientes dos materias: (i) Jefe del Departamento de Regulación, (ii) Segundo Prevencionista de Riesgos; y (iii) Jefe Departamento Facturación.

En relación con las materias (i) y (iii) la CNE ha manifestado que ellas debieran ser analizadas 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 independientes del consumo”, y la falta de norma expresa que permita modificar el monto total solicitado por una empresa en una determinada categoría, el Panel analizará estas materias en la categoría C, tal como fue formulada la discrepancia.

### **5.2.1. Jefe del Departamento de Regulación**

Cooprel solicita la incorporación de una jefatura al Departamento Legal y Regulación de la Gerencia General para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo del ATD8, la que juzga necesaria para lograr una operación eficiente de la empresa modelo y cumplir con su deber de prestar el servicio público de distribución con la calidad de servicio que la normativa técnica exige.

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 los constantes requerimientos de la autoridad (SEC, CNE, CEN, Ministerio y SERNAC). En ese sentido, cita como un ejemplo relevante la afectación de las leyes de estabilización y de servicios básicos y el PNP y el proceso cuatrienal del VAD, al que las empresas le dedicarían importantes cantidades de tiempo y recursos.

La empresa destaca que 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 desde el punto de vista de una política de gestión no sería eficiente y además extremadamente riesgosa 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, Cooprel sostiene que la responsabilidad de llevar a buen puerto la gran cantidad de procesos (periódicos y esporádicos), 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 el Departamento en cuestión y que reporte a un superior, que en este caso debiese ser el gerente general.

Asimismo, indica que la cooperativa cuenta con este cargo, que es el encargado de liderar todos los procesos regulatorios y dar respuesta a los requerimientos de la autoridad.

Por lo expuesto, Cooprel 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 ATD8, cuyo valor anual asciende a \$44.793.942.

La CNE, por su parte, explica que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo del ATD8 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.

Adicionalmente, la CNE afirma 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 constata que la empresa de referencia posee un Jefe Área Regulatoria y un Ayudante Área Regulatoria y que, sin embargo, para ambos casos únicamente un 6% de sus actividades a realizar corresponderían a labores asociadas a temas regulatorios. En este sentido, considera que el argumento respecto a la gran cantidad de tareas que justificaría crear el Departamento Legal y Regulación e incorporar al respectivo jefe, no se condeciría con la realidad de la empresa de referencia.

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 que tenga por objeto gestionar y controlar el cumplimiento de las obligaciones legales y administrativas que recaen sobre las empresas de distribución.

Si bien, según lo expuesto por la CNE, en el Informe Técnico se considera un monto de \$33.470.000 anual por concepto de asesorías externas relacionadas con esta materia-

“Asesoría proceso VAD” (\$4.054.000), “Asesorías y consultorías” (\$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.

**5.2.2. Segundo Prevencionista de Riesgos**

Cooprel indica que para lograr una operación eficiente de la empresa modelo y cumplir con la calidad de Servicio que la normativa técnica exige, la empresa modelo del ATD8 debe contar con dos prevencionistas de riesgos en el departamento de personal.

Para fundamentar su petición, señala que el cargo de prevencionista de riesgos cumple dos tipos de tareas en las cooperativas: (i) una primera, vinculada a la ejecución e inspección de actividades en terreno (por protocolos de seguridad, la supervisión y control de riesgos de las actividades); y, (ii) una segunda, relacionada con la supervisión y dirección de las tareas administrativas que se deben desempeñar a diario en relación con esta materia. En particular, señala que este segundo tipo de tareas tiene el objetivo de planificar, dirigir, asesorar y promover a la Cooperativa Cooprel en materias preventivas y correctivas para el personal de la empresa, junto con dirigir la adaptación de cambios en las exigencias normativas.

La empresa destaca que la ruralidad de la zona en que Cooprel tiene concesión, las grandes distancias entre la base de operación y las faenas impiden que una sola persona pueda hacerse cargo de desarrollar en forma simultánea los dos grupos de actividades mencionados. Indica que este problema se acentúa al considerar que luego de efectuar actividades en terreno durante turnos de noche, la dotación de un único prevencionista implica que este deba continuar con sus labores administrativas durante el día, sin posibilidad de recambio. Por lo anterior, la existencia de al menos dos prevencionistas a su juicio posibilitaría el intercambio de turnos durante eventos de emergencia o cuando uno de ellos no se encuentra operativo por otros motivos.

Respecto a la respuesta de la CNE, en cuanto a que la empresa modelo contaría con una valorización para asesorías laborales y de prevención de riesgos, afirma que estas en la práctica no representan la realidad que enfrenta la Cooperativa, debido a las distancias que debe recorrer el profesional a cargo y la cantidad de tareas administrativas que deben desarrollarse, no sería suficiente contar con una valorización de estas actividades mediante asesorías de terceros.

La cooperativa aclara que actualmente cuenta con dos prevencionistas de riesgos, los que cumplen funciones tanto de terreno como administrativas, siendo uno de ellos el jefe del área de prevención de riesgos.

Por lo expuesto, Cooprel solicita incorporar en la empresa modelo del ATD8 un segundo prevencionista de riesgos para el departamento de Personal de la Gerencia de Administración y Finanzas, lo que conforme a la valorización de dichos cargos en la empresa modelo, significa una inyección de \$24.311.376 anuales

La CNE, por su parte, indica 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 solo un Prevencionista de Riesgos. De ello, concluye que tanto la empresa modelo como la empresa de referencia consideran una persona para desarrollar las tareas señaladas por la discrepante, lo que no se condeciría con la solicitud de incorporar un segundo prevencionista de riesgo.

Consultada por el Panel sobre esta materia, la CNE ha señalado que se considera un monto para asesorías laborales y de prevención de riesgos, que se incluye en el ítem "Asesorías y consultorías". Del Informe Técnico, se advierte que este monto asciende en promedio a \$2.954.000 anual.

Teniendo presente la importancia en el cumplimiento de las obligaciones de seguridad que recaen sobre las empresas de distribución, la dualidad de funciones -de inspección (en terreno) y de administración (elaboración de protocolos, capacitación y otros)- que en esta área se deben desarrollar, y considerando la zona en que la empresa de referencia opera, el Panel estima necesario considerar un segundo prevencionista de riesgos para la empresa modelo del ATD8.

#### **Decisión:**

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

#### **5.2.3. Jefe Departamento Facturación**

Cooprel discrepa de la no incorporación de una jefatura al Departamento Lectura y Facturación para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo del ATD8.

La cooperativa señala que el proceso de facturación es crítico, ya que este mecanismo se encarga de recolectar todos los recursos desde los clientes. Afirma 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 efecto, indica 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, habrían significado una mayor carga para este departamento, por cuanto van incluyendo cambios constantes en la boleta y en los montos que se deben cobrar.

Por lo expuesto, Cooprel solicita incorporar en la empresa modelo del ATD8 una jefatura para el Departamento Lectura y Facturación de la Gerencia Comercial lo que conforme a la valorización de dichos cargos en la empresa modelo, significa un reconocimiento de recursos adicionales por un monto de \$54.867.630 anual.

La CNE, por su parte, sostiene que el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo considera que ésta presta exclusivamente el servicio público de distribución. En este sentido, agrega, los procesos de operaciones comerciales de la empresa modelo relacionados con lectura y reparto, facturación, recaudación y cobranza, son desarrollados por el Subgerente de Operaciones Comerciales, el Analista Lectura y Facturación, y el Supervisor Recaudación y Cobranza.

Por lo anterior, y dado el tamaño de la empresa discrepante, la CNE afirma que no se justificaría la existencia de un empleado adicional para desarrollar las tareas de los procesos descritos, ni menos la creación de un nuevo nivel jerárquico.

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 (Subgerente de Operaciones Comerciales, el Analista Lectura y Facturación, y el Supervisor Recaudación y Cobranza) en el ATD8 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 jefe del departamento de regulación y segundo prevencionista de riesgos. 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.

Modificar los COyM, adicionando los siguientes montos anuales. Valores a diciembre 2019.

2019	123.972.948
2020	124.972.948
2021	124.972.948
2022	124.972.948
2023	124.972.948
2024	124.972.948

Concurrieron al acuerdo de los presentes Dictámenes N°14, N°18 y N°19-2023 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