

Dictamen Discrepancia N°10-2023

Áreas Típicas N°5 y N°6

Discrepancias presentadas por las empresas del Grupo Saesa respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-2024

Santiago, 25 de abril de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

AEIR	Ajuste por efecto de impuestos a la renta
ATD	Área Típica de Distribución
Bases Técnicas o Bases	Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – 2024
BT	Baja Tensión
Capex	Inversiones de capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CEN o Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
COyM	Costos de Operación y Mantenimiento
COMA	Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
Consultor o INECON	INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.
CNE o Comisión	Comisión Nacional de Energía
Edelaysen	Empresa Eléctrica de Aisén 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
Grupo Saesa	Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Frontel	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
FIC	Frecuencia de Interrupciones a Clientes
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
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
ISCI	Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

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"
Luz Osorno	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
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	Gastos de Operación (<i>Operating Expenses</i>)
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
Pliego RPTD N°7	Resolución Exenta N°33.277 de 10 septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°07, "Franja y Distancias de Seguridad"
Pliego RPTD N°11	Resolución Exenta N°33.277 de 10 de septiembre de 2020, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que establece el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 "Líneas De Alta y Extra Alta Tensión"
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>)
Saesa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
SAIFI	Frecuencia media de interrupciones por Cliente (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SyS	SyS Ingenieros Consultores Ltda.
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	9
4.1.	Presentación	9
4.2.	Documentos acompañados	9
4.3.	Admisibilidad	9
4.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel	9
4.5.	Programa de trabajo	9
2.	CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LAS DISCREPANCIAS	10
3.	CUESTIÓN PREVIA DE ADMISIBILIDAD GRUPO SAESA.....	11
4.	SAESA: ÁREA TÍPICA N°5	13
4.6.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	13
4.6.1.	Alternativas categoría A.....	13
4.6.2.	Análisis	14
4.6.2.1.	Vano medio utilizado por la empresa modelo	14
4.6.2.2.	Costos de Inversión Stock TI Macro.....	26
4.6.2.3.	Medidores de Transferencias Económicas	29
4.6.3.	Dictamen.....	30
4.7.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	30
4.7.1.	Alternativas categoría B.....	31
4.7.2.	Análisis	31
4.7.2.1.	Costos de O&M asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo.....	31
4.7.2.2.	Medidores de transferencias económicas.....	32
4.7.2.3.	Costos óptimos de control del hurto	32
4.7.2.4.	COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.....	33
4.7.3.	Dictamen.....	33
4.8.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	33
4.8.1.	Alternativas categoría C.....	34
4.8.2.	Análisis	34
4.8.2.1.	Costos de Lectura y Reparto.....	34
4.8.3.	Dictamen.....	39
4.9.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	39
4.9.1.	Alternativas categoría D	40
4.9.2.	Análisis	40
4.9.3.	Hurto Residual	40
4.9.3.1.	Incobrables.....	49
4.9.4.	Dictamen.....	54
4.10.	ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	55
4.10.1.	Alternativas categoría E.....	55
4.10.2.	Análisis	55
4.10.2.1.	Indexación.....	55
4.10.3.	Dictamen.....	58
5.	FRONTEL: AREA TÍPICA N°5.....	58
5.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	58
5.1.1.	Alternativas categoría A.....	58

5.1.2.	Análisis	59
5.1.2.1.	Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia.....	59
5.1.2.2.	Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD	63
5.1.3.	Dictamen.....	70
5.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	70
5.2.1.	Alternativas categoría B.....	70
5.2.2.	Análisis	71
5.2.2.1.	Costos óptimos de control del hurto	71
5.2.2.2.	COyM asociados a las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD....	71
5.2.3.	Dictamen.....	72
5.3.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	72
5.3.1.	Alternativas categoría C.....	73
5.3.2.	Análisis	73
5.3.2.1.	Costos de Lectura y Reparto.....	73
5.3.3.	Dictamen.....	78
5.4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	78
5.4.1.	Dictamen.....	78
5.5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	78
5.5.1.	Dictamen.....	79
6.	FRONTEL: ÁREA TÍPICA N°6.....	79
6.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	79
6.1.1.	Alternativas categoría A.....	79
6.1.2.	Análisis	80
6.1.2.1.	Vano medio utilizado por la empresa modelo	80
6.1.2.2.	Costos de Inversión Stock TI Macro.....	92
6.1.2.3.	Medidores de transferencias económicas.....	96
6.1.3.	Dictamen.....	97
6.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	97
6.2.1.	Alternativas categoría B.....	97
6.2.2.	Análisis	97
6.2.2.1.	COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo ...	98
6.2.2.2.	Medidores de transferencias económicas.....	98
6.2.2.3.	COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.....	98
6.2.3.	Dictamen.....	99
6.3.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	99
6.3.1.	Alternativas categoría C.....	99
6.3.2.	Análisis	99
6.3.2.1.	Costos de Lectura y Reparto.....	100
6.3.3.	Dictamen.....	102
6.4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	102
6.4.1.	Alternativas categoría D	102
6.4.2.	Análisis	103
6.4.3.	Incobrables.....	103
6.4.4.	Dictamen.....	104
6.5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	104
6.5.1.	Dictamen.....	104
7.	EDELAYSSEN: ÁREA TÍPICA N°5	105

7.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	105
7.1.1.	Alternativas categoría D	105
7.1.2.	Análisis	106
7.1.2.1.	Incobrables.....	106
7.1.3.	Dictamen.....	106
7.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	107
7.2.1.	Dictamen.....	107
8.	EDELAYSEN: ÁREA TÍPICA N°6	108
8.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	108
8.1.1.	Alternativas categoría A.....	108
8.1.2.	Análisis	108
8.1.2.1.	Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia.....	109
8.1.3.	Costos de Inversión Stock TI Macro.....	112
8.1.3.1.	Medidores de transferencias económicas.....	116
8.1.4.	Dictamen.....	117
8.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	117
8.2.1.	Alternativas categoría B.....	117
8.2.2.	Análisis	118
8.2.2.1.	COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo .	118
8.2.2.2.	Medidores de Transferencias Económicas	118
8.2.3.	Dictamen.....	118
8.3.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	119
8.3.1.	Dictamen.....	119
8.4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	119
8.4.1.	Dictamen.....	119
8.5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	120
8.5.1.	Dictamen.....	120
9.	LUZ OSORNO: ÁREA TÍPICA N°5.....	120
9.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	120
9.1.1.	Alternativas categoría A.....	121
9.1.2.	Análisis	121
9.1.2.1.	Vano medio utilizado por la Empresa Modelo	121
9.1.2.2.	Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia.....	122
9.1.2.3.	Costos de inversión <i>Stock</i> TI Macro	125
9.1.2.4.	Medidores de transferencias económicas.....	130
9.1.2.5.	Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD ..	131
9.1.3.	Dictamen.....	138
9.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	138
9.2.1.	Alternativas Categoría B	138
9.2.2.	Análisis	138
9.2.2.1.	COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo .	139
9.2.2.2.	Medidores de Transferencias Económicas	139
9.2.2.3.	Costos óptimos de control del hurto	139
9.2.2.4.	COyM asociados a la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.....	140
9.2.2.5.	COyM asociados al cumplimiento de la NTD.....	140
9.2.3.	Dictamen.....	141
9.3.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	141

9.3.1.	Dictamen.....	142
9.4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	142
9.4.1.	Dictamen.....	142
9.5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	143
9.5.1.	Dictamen.....	143
10.	LUZ OSORNO: AREA TIPICA Nº6.....	143
10.1.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA A	143
10.1.1.	Alternativas categoría A.....	144
10.1.2.	Análisis	144
10.1.2.1.	Vano medio utilizado por la Empresa Modelo	144
10.1.2.2.	Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia.....	145
10.1.2.3.	Costos de inversión <i>Stock</i> TI Macro	148
10.1.2.4.	Medidores de Transferencias Económicas	151
10.1.3.	Dictamen.....	152
10.2.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA B	152
10.2.1.	Alternativas categoría B.....	153
10.2.2.	Análisis	153
10.2.2.1.	COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo .	153
10.2.2.2.	Medidores de Transferencias Económicas	154
10.2.2.3.	COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.....	154
10.2.3.	Dictamen.....	154
10.3.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C	154
10.3.1.	Dictamen.....	154
10.4.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D	155
10.4.1.	Dictamen.....	155
10.5.	ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E.....	155
10.5.1.	Dictamen.....	156

DICTAMEN N°10-2023

1. ORIGEN DE LAS DISCREPANCIAS

4.1. 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.

4.2. 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.

4.3. 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.

4.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel

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

4.5. 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.

La LGSE establece que 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, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada (art. 182, LGSE).

Las referidas componentes del VAD son 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).

El referido estudio de costos se debe basar 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). A su vez, 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 elabora 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.

La CNE, 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, 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).

La LGSE dispone que, 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. CUESTIÓN PREVIA DE ADMISIBILIDAD GRUPO SAESA

La CNE ha solicitado que se declaren inadmisibles las discrepancias presentadas por Edaysen, Frontel y Saesa, y que se considere admisible y representativa de los intereses del Grupo Saesa únicamente la discrepancia presentada por Luz Osorno, que discrepa tanto del ATD5 como del ATD6, así como de todas las materias y categorías en las que el Grupo Saesa está discrepando.

Fundamenta su solicitud señalando que Edaysen, Frontel, Saesa y Luz Osorno tienen un controlador común, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y que pertenecen todas al mismo grupo empresarial en los términos del artículo 96³ de la Ley N°18.045. Agrega que, durante el período de observaciones al Estudio del Consultor, enviaron sus observaciones como Grupo Saesa y no de manera individual. En opinión de la CNE, la circunstancia de que el Grupo Saesa haya presentado múltiples discrepancias para distintas materias, siendo los supuestos fácticos los mismos, constituiría un comportamiento estratégico que pretendería contar con más opciones para obtener un resultado favorable para las distintas empresas, vulnerando el inciso

³ "Grupo empresarial es el conjunto de entidades que presentan vínculos de tal naturaleza en su propiedad, administración o responsabilidad crediticia, que hacen presumir que la actuación económica y financiera de sus integrantes está guiada por los intereses comunes del grupo o subordinada a éstos, o que existen riesgos financieros comunes en los créditos que se les otorgan o en la adquisición de valores que emiten". Luego, en su inciso segundo, la norma establece que forman parte de un mismo grupo empresarial, entre otros, todas las sociedades que tienen un controlador común.

vigésimo segundo del artículo 183 bis de la LGSE. Indica que la referida conducta se conoce en la doctrina y jurisprudencia como la teoría del “levantamiento del velo corporativo”, la que de acuerdo con lo señalado por la CNE es “una técnica judicial que permite a los tribunales ignorar o desestimar la personalidad jurídica de las sociedades y la separación de patrimonios, con el propósito de terminar los fraudes y abusos que se pretenden alcanzar por su intermedio”.

La CNE señala, además, que existiría falta de legitimación activa en los términos del artículo 21⁴ de la Ley N°19.880, ya que las empresas habrían debido discrepar respecto del área típica a la que pertenecían y no, como sucedió en la especie, en que empresas pertenecientes al ATD5 discreparon en el ATD6 y empresas del ATD6 lo hicieron en el ATD5. Lo adecuado, en opinión de la CNE, es que las empresas del Grupo Saesa pertenecientes al ATD5 hubieran presentado una sola discrepancia en esa área típica y las del ATD6 una sola discrepancia en dicha área.

Por su parte, el Grupo Saesa señala que la presentación de las discrepancias en la forma que se realizó no constituye, como lo indica la CNE “una actuación que busca valerse de la estructura corporativa del grupo para sacar un provecho inadmisibles o no contemplado en la ley”. Sostiene que todas las materias se encuentran adecuada y responsablemente fundamentadas, siendo los montos solicitados, en su opinión, los mínimos para prestar el servicio público de distribución. Agrega que la definición de un conjunto muy reducido de categorías de costos a discrepar impone un riesgo excesivo a las empresas que discrepan, ya que el universo potencial de materias es extenso en cada agrupación de costos. Señala que, por este motivo y considerando que, en su opinión no existiría contravención normativa, las empresas que componen el referido grupo discreparon de manera independiente por distintas materias.

Agrega que el proceso no diferencia la diversidad de realidades nacionales, de negocios, ni de sus clientes, fijando tarifas similares a empresas que enfrentan realidades distintas o atienden sectores de negocios o de población no necesariamente comparables. Señala que, por este motivo, independientemente de que las distintas empresas concesionarias de distribución que conforman el Grupo Saesa presentaron discrepancias que varían según la empresa distribuidora, sus fundamentos son idénticos, habiéndolo señalado de esta manera en forma transparente en su presentación.

Finalmente, indica que la misma Ley N°21.194 que, entre otros, modificó el procedimiento del VAD, obligó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución a tener giro

⁴ “Se consideran interesados en el procedimiento administrativo:

1. Quienes lo promuevan como titulares de derechos o intereses individuales o colectivos.
2. Los que, sin haber iniciado el procedimiento, tengan derechos que puedan resultar afectados por la decisión que en el mismo se adopte.
3. Aquéllos cuyos intereses, individuales o colectivos, puedan resultar afectados por la resolución y se apersonen en el procedimiento en tanto no haya recaído resolución definitiva”.

exclusivo de distribución de energía eléctrica y a constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas, lo que llevó al Grupo Saesa a rediseñar su organización industrial para implementar la obligación de giro exclusivo, según lo dispone la LGSE y separar los activos y negocios de naturaleza diversa al giro de distribución.

Respecto de la imputación realizada por la CNE, en cuanto a que utilizaría una estructura corporativa particular para burlar la ley (teoría de levantamiento del velo corporativo), el Grupo Saesa señala que tanto en las relaciones con la autoridad como en su operación diaria, la buena fe y la transparencia han sido los principios básicos y transversales con los que ha actuado. Precisa además que la referida teoría es una técnica excepcional utilizada por los tribunales de justicia, en la que se requiere acreditar, entre otros requisitos, la instrumentalización abusiva de una sociedad o persona jurídica para la consecución de un fraude a la ley o los derechos de terceros.

Atendido que, conforme al artículo 183 bis en relación con el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, “las empresas concesionarias y los participantes” pueden solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen 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; que las discrepancias de Edelayesen, Frontel y Saesa han sido formuladas en su calidad de empresas concesionarias del servicio público de distribución; y teniendo presente, además, la competencia acotada de que dispone el Panel, no se accederá a la solicitud de inadmisibilidad de la CNE. En consecuencia, el Panel analizará el fondo de las materias discrepadas.

4. SAESA: ÁREA TÍPICA N°5

4.6. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

4.6.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo los siguientes montos de inversión (en pesos).

2019	26.519.018.207
2020	26.599.359.008
2021	26.628.670.721
2022	26.651.424.864
2023	26.671.656.417
2024	26.690.030.703

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.6.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Saesa plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD5: (i) Vano Medio utilizado por la empresa modelo; (ii) Costos de Inversión Stock TI Macro; y (iii) Medidores de Transferencias Económicas.

4.6.2.1. Vano medio utilizado por la empresa modelo

Saesa discrepa de los vanos medios de red considerados en el Informe Técnico. Sostiene que la empresa modelo está diseñada con redes cuyos módulos constructivos presentan eficiencias inalcanzables. Agrega que, en particular, la cantidad de postes y estructuras asociadas son insuficientes para soportar los conductores y cumplir con las exigencias normativas.

La discrepante indica que la Comisión acogió en su oportunidad parcialmente sus observaciones sobre esta materia, razón por la cual plantea en la presente discrepancia tres solicitudes, relacionadas con vanos medios: urbano mixto y BT; rural mixto y BT; y rural MT.

Según Saesa, los módulos con los que el Consultor diseñó la empresa modelo no cumplirían con una serie de exigencias normativas establecidas en las Bases y que, sin embargo, se declaran como cumplidas en el Informe Técnico. En particular, agrega que dichos módulos contemplan una cantidad de postes por kilómetro de conductor que considera insuficiente.

Saesa resume en el cuadro siguiente los vanos medios incluido en el Informe Técnico y los que solicita en esta discrepancia, tanto para la ATD5 como para la ATD6.

Vano Medio (metros)		Informe Técnico		Solicitud Discrepancia	
		ATD 5	ATD 6	ATD 5	ATD 6
Urbano	MT	50	65	-	-
	Mixta	50	60	40	40
	BT	35	40	-	-

Rural	MT	100	100	76 (***)	77 (***)
	Mixta	50	60	40 (*) 50 (**)	40 (*) 50 (**)
	BT	50	60	40 (*) 50 (**)	40 (*) 50 (**)

Notas: (*) Preensamblado BT trifásico (**) Preensamblado BT monofásico y bifásico (***) Valor promedio solicitado

• Módulos Urbano Mixto y BT

Según la discrepante, el vano medio urbano utilizado por la CNE en zonas con redes de BT, ya sea puras o mixtas, de 50 metros para el ATD5 y de 60 metros para el ATD6, sería inconsistente con la distancia entre postes considerada para redes BT, pese a que ambos módulos comparten la función de sustentar estas redes. Agrega que, para las redes urbanas BT del ATD5, el módulo correspondiente considera 35 metros, frente a los 50 metros de las redes mixtas; y para el ATD6, considera 40 metros, frente a los 60 metros de las redes mixtas. A su juicio, no es entendible que la CNE haya adoptado distintos criterios para redes BT puras y para aquellas que comparten postación con redes MT.

Sostiene además que las redes resultantes no cumplirían con varias exigencias dispuestas en los Pliegos Técnicos RIC del 1 al 17 de la SEC. En particular, incumplirían el RIC N°01 "Empalmes", que en el punto 7.1 dispone que las acometidas, en ningún caso podrán atravesar propiedades vecinas, con excepción de aquellas en las que exista servidumbre de paso.

Asimismo, continúa la concesionaria, la solución de la empresa modelo no cumpliría con el Pliego RPTD N°07, pues para vanos superiores a 40 metros, no se cumpliría con la exigencia de altura mínima al suelo.

Saesa sostiene que la respuesta de la CNE en esta materia, en la que afirmó que: "Se mantienen los módulos de redes urbanas de la ATD6, ya que tienen vanos comparables con aquellos de la Empresa Real en las mismas zonas", no sería correcta, toda vez que más del 90% de la red de la empresa de referencia se encontraría construida con vanos de una distancia menor a 50 metros.

La discrepante afirma que al considerar una distancia de 50 metros entre postes se incumplirían normas relativas al alumbrado público, ya que la calzada no tendría un correcto espaciado de las luminarias creándose espacios oscuros entre ellas.

- **Módulos Rural Mixto y BT**

Saesa señala que tanto para redes rurales mixtas como para redes BT, se están considerando vanos medios mixtos en promedio de 50 metros para el ATD5 y de 60 metros para el ATD6. Agrega que estas instalaciones sirven a clientes finales en BT, por lo que la distancia para abastecerlos debiese ser consistente con lo utilizado en redes urbanas. Agrega que esta consistencia es necesaria pues la ruralidad del Informe Técnico está definida por comuna, y no a nivel del radio urbano de cada comuna por lo que se incluyen zonas urbanas, en las que el vano no puede ser de 50 o 60 metros. Asimismo, prosigue, para las redes rurales con instalaciones en BT, ya sean mixtas o BT puras, las exigencias indicadas para redes urbanas son igualmente válidas.

Por lo anterior, indica que la solicitud para redes rurales varía en función de los antecedentes de la empresa real. Al respecto, en la siguiente tabla muestra el vano medio para redes BT separadas por redes monofásicas y trifásicas, para el conductor preensamblado.

Vano Medio Preensamblado BT [metros]	Frontel	Saesa
Monofásico	50	47
Trifásico	29	28

La discrepante indica que el vano medio a solicitar en redes rurales se complementa con lo planteado para redes urbanas, utilizando el valor más conservador de la tabla anterior. En esta materia, solicita un vano medio de 50 metros en redes de preensamblado monofásico y de 40 metros en redes de preensamblado trifásico que tienen mayor flecha.

- **Módulos Rural MT**

Saesa indica que en este caso se han utilizado vanos medios de 100 metros en ambas áreas típicas. Agrega que, en promedio, se usan 90 metros para el ATD5 y 92 metros para el ATD6.

La discrepante explica que solicitó a la empresa de ingeniería *WOR Electrical Engineering Solutions* (WOR) una memoria de cálculo de vanos permisibles en postes de hormigón, para conductores de variados calibres para redes MT. Agrega que esta consultora utilizó la herramienta PLS CADD para calcular el momento máximo transversal del poste de hormigón, considerando las características del cable y las condiciones de carga más exigentes. Manifiesta que las principales características ambientales para realizar el cálculo vienen definidas en el Pliego RPTD N°7, que establece los requisitos de seguridad de líneas eléctricas.

Los resultados de este estudio se presentan en la siguiente tabla, en la que se muestra el vano máximo para diferentes requerimientos de conductor y zonas geográficas.

Conductor	Vano máximo			
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV
300 mm2 protegido	33,34	43,51	58,68	43,51
185 mm2 protegido	51,46	61,87	77,42	61,87
300 mm2 protegido + BT	24,95	32,57	43,95	32,57
35 mm2 protegido	54,65	71,35	96,34	67,76

A la luz de los resultados del estudio, la empresa sostiene que, si se utilizaran los vanos de 100 metros para módulos MT rurales del Informe Técnico, no se cumpliría con la altura mínima del Pliego RPTD N°07. Afirma que, para un vano de 100 metros, un conductor de aluminio, trifásico y protegido tendría una flecha de 8,3 metros, con lo que en su punto más bajo el conductor estaría solamente a 1,43 m sobre el suelo, lo que incumpliría la normativa.

Agrega que los valores resultantes los comparó con los vanos medios de las redes de la empresa de referencia del ATD5 de dos sectores rurales diferentes, obteniéndose vanos de 44.9 metros y 57.4 metros.

- **Vanos medios de las empresas de referencia**

Saesa afirma que la empresa modelo tiene la mayor parte de su red trifásica (aproximadamente un 80%) con conductor de aluminio, protegida y de 35 mm² o más. Señala que, al analizar los conductores de las mismas características de las empresas de referencia de las ATD5 y ATD6, se aprecia que éstas tienen vanos medios menores al promedio considerado para la empresa modelo.

Según la discrepante, la empresa de referencia tiene mayoritariamente vanos menores a 75 metros en tanto que la empresa modelo utiliza principalmente en sus redes vanos mayores a 100 metros. Por lo anterior, a juicio de Saesa, la aseveración de que en la empresa de referencia es factible usar vanos de 100 metros no sería correcta, toda vez que su utilización en los calibres y tipos de conductores utilizados por la empresa modelo es más bien acotada a casos puntuales (43,1 km tienen vano mayor a 100 metros en ATD5 y 24,6 km tienen vano mayor a 100 metros en ATD6, para calibres comparables a los de la empresa modelo).

Luego Saesa se refiere a las argumentaciones de la CNE, basadas en comparaciones entre la realidad de la empresa de referencia, a partir de datos del VNR 2018 y los vanos utilizados para definir la empresa modelo. La discrepante sostiene que esa comparación es incorrecta por lo siguiente: (i) los conductores de la empresa de referencia son diferentes a los de la empresa modelo; (ii) la CNE no considera en su cálculo los postes mixtos, lo que implicaría sobreestimar el vano BT; y (iii) no correspondería comparar el vano medio de la red MT de la empresa de referencia, con el de la red mixta de la empresa modelo, debido a que la red MT pura puede tener vanos significativamente mayores pues no está limitada por la ubicación de los clientes.

Según la empresa, una comparación más adecuada, además de la densidad de la comuna, debe considerar las características de los conductores.

Al respecto, la discrepante realiza sus propios cálculos considerando valores totales, realizando diversas correcciones, sin diferenciar por tipo de conductor o calibre, concluyendo que los resultados muestran diferencias importantes con lo señalado por la CNE, según se muestra en las siguientes tablas, en las que además de los valores de vanos urbanos y rurales determinados por Saesa, se muestran los obtenidos por la CNE. Los valores están expresados en metros.

Vano medio zonas de media y alta densidad, en metros

Vano	ATD5		ATD6	
	Saesa	CNE	Saesa	CNE
Medio MT	45	49	32	78
Medio BT	29	48	26	69

ATD5: zonas de baja y muy baja densidad

Vano	Saesa	CNE
Medio MT	77	77
Medio BT	47	75

ATD6: zonas de baja y muy baja densidad

Vano	Saesa	CNE
Medio MT	81	81
Medio BT	56	85

Saesa atribuye estas diferencias a que la CNE sigue comparando vanos totales de una empresa que tiene conductores de otro tipo, que no ha realizado corrección alguna al cálculo del vano BT para considerar la postación mixta, y que compara conductores mixtos con una mezcla de conductores MT y mixtos de la empresa real.

Respecto de los tipos de conductores, destaca las siguientes diferencias:

- el tipo de red usada, en que la empresa modelo tiene más de un 87% de sus redes protegidas en el ATD5 y un 91% en el ATD6, mientras que en la empresa de referencia el porcentaje de red protegida es menor al 28% en el ATD5, y al 23% en el ATD6;
- en cuanto a los materiales de los conductores, la empresa modelo cuenta con más de un 99% de conductores de aluminio tanto en el ATD5 como en el ATD6, mientras que la empresa de referencia tiene más de un 70% de conductores de cobre, llegando incluso a un 85% de conductores de cobre en la red MT del ATD6;

- con respecto a las fases, en la empresa modelo del ATD5 más de un 60% de su red BT es trifásica, mientras que la empresa de referencia tiene un 70% de red monofásica. Por su parte, la empresa modelo del ATD6 tiene un 47% de su red BT trifásica, mientras que la empresa de referencia tiene un 82% de red monofásica, y una situación análoga se observaría en la red MT donde la empresa modelo tiene alrededor de un 85% de su red trifásica, mientras que las empresas de referencia tienen un 49% en el ATD5 y un 29% en el ATD6; y
- la red BT presenta calibres similares, en tanto que la red MT de la empresa modelo, tanto del ATD5 como del ATD6, está compuesta mayormente por conductores de 35 mm², mientras que en la empresa de referencia predomina el conductor de 13 mm².

De lo anterior, Saesa concluye que sería erróneo intentar homologar el vano medio de la empresa modelo con el vano medio de la empresa de referencia, debido a que la primera utiliza en general conductores de mayor peso y diámetro (por ser protegida, trifásica y de mayor calibre) y a la vez de características mecánicas más restrictivas (aluminio versus cobre).

A continuación, la discrepante indica que los módulos utilizados por la CNE para definir la red base de la empresa modelo consideran el mismo vano, y el mismo tipo de poste (H3), con independencia del calibre del conductor y de la cantidad de fases del tramo, lo que a su juicio atentaría con el cumplimiento normativo y/o de eficiencia imperante en toda la metodología.

Saesa presenta los cuadros que siguen con el resultado de los vanos máximos calculados por su consultor (WOR) y el de la CNE (SyS).

Vano máximo (m):		
WOR (Poste 11.5m 300kgf)		
conductor	Zona	
	II	III
300 mm ² protegido	43,51	58,68
185 mm ² protegido	61,87	77,42
300 mm ² protegido + BT	32,57	43,95
35 mm ² protegido	71,35	96,34

SyS (Poste 11.5m 700kgf)		
conductor	Zona	
	II	III
300 mm ² protegido	60	80
185 mm ² protegido	75	100
300 mm ² protegido + BT	40	50
35 mm ² protegido	95	95

De estos cuadros la discrepante concluye que, más allá de las diferencias en los vanos calculados por cada consultor, los vanos máximos teóricos para los diferentes conductores dependen del calibre de éstos, y no pueden ser iguales, como se ha considerado en los módulos de diseño para la empresa modelo.

Saesa sostiene que en el estudio de ingeniería solicitado por la CNE se observa que los diámetros de conductor utilizados son bastante más bajos que los presentados en el informe de WOR, pudiendo deberse a las capas de protección consideradas, por ejemplo, bicapa o tricapa. Indica que, para el conductor de aluminio protegido trifásico de 35 mm² WOR

consideró un diámetro de 23,29 mm, en tanto que SyS de 15,1 mm. para el de 300 mm², 38 y 28,8 mm, respectivamente.

Agrega que el diámetro del conductor es una característica relevante para calcular la carga que deben soportar las crucetas, la que no es recogida por el sistema de cuentas de SEC, por lo que no sería posible identificar cuál es el utilizado por la empresa modelo.

Solicitud 1: Módulos Urbano Mixto

Saesa solicita que para los módulos urbano mixto en la ATD5 se contemple un vano medio de máximo 40 metros, adicionando los siguientes costos de inversión (en pesos de diciembre de 2019):

\$ dic 2019	ATD 5
	Urbano Mixto
2019	3.768.195.369
2020	3.818.926.058
2021	3.820.141.545
2022	3.820.141.545
2023	3.820.141.545
2024	3.820.774.052

Adicionalmente, solicita que el incremento por AEIR sea consistente con el señalado aumento en VNR.

Solicitud 2: Módulos Rural Mixto y Rural BT

Saesa solicita que para los módulos rural mixto y rural BT se utilice un vano medio de máximo 40 metros para conductor trifásico preensamblado BT, y de máximo 50 metros para conductor monofásico y bifásico preensamblado BT, agregando al ATD5 los siguientes costos de inversión:

\$ dic 2019	ATD 5
	Rural Mixto
2019	6.856.921.810
2020	6.858.264.117
2021	6.858.264.117
2022	6.858.264.117
2023	6.858.264.117
2024	6.858.264.117

Adicionalmente, solicita que el incremento por AEIR sea consistente con el señalado aumento en VNR.

Solicitud 3: Módulos Rural MT

Saesa solicita que para los módulos rural MT se utilice un vano medio acorde al conductor según la siguiente tabla, lo que se traduce en los aumentos del costo total de inversión que se muestran en la tabla subsiguiente.

	Vano máximo			
conductor	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV
300 mm2 protegido	33,34	43,51	58,68	43,51
185 mm2 protegido	51,46	61,87	77,42	61,87
300 mm2 protegido + BT	24,95	32,57	43,95	32,57
35 mm2 protegido	54,65	71,35	96,34	67,76

\$ dic 2019 ATD 5

Rural MT

2019	8.709.206.208
2020	8.713.523.746
2021	8.713.523.746
2022	8.713.523.746
2023	8.713.523.746
2024	8.713.523.746

Adicionalmente, solicita al Panel de Expertos dictaminar el incremento por AEIR consistente con el señalado aumento en VNR.

La Comisión, por su parte, señala que para verificar adecuadamente la composición de postes de la empresa modelo, en el contexto de una modelación por módulos como la realizada en el proceso VAD, conforme a lo dispuesto en las Bases, no sería correcto realizar un análisis de zonas geográficas particulares de la empresa. Agrega que el objetivo del diseño por módulos es que representen cantidades promedio de elementos que, en el global, permitan dimensionar adecuadamente los costos de la empresa modelo, y no realizar un ejercicio detallado de ingeniería.

Explica que el Informe Técnico define módulos rurales y módulos urbanos, los cuales se aplican según la clasificación de la comuna en la que se esté diseñando la red. En efecto, prosigue, la cantidad de postes promedio de un módulo "rural" se aplica sin distinción en la totalidad de la comuna calificada como tal, que para estos efectos corresponden a comunas de densidad baja y muy baja. Por otra parte, los módulos "urbanos", aplican para comunas de densidad media y alta. En ambos casos, prosigue, el ejercicio no distingue si dentro de la comuna conviven zonas rurales y zonas urbanas. En consecuencia, ejemplifica, si un módulo "urbano" tiene una separación promedio de 50 metros, no se contradice con que en aquella comuna existan

distancias entre postes menores a 50 metros (por ejemplo, en la zona urbana de la comuna), y separaciones mayores a 50 metros (por ejemplo, en las afueras de la comuna). Agrega que para realizar una comparación adecuada de la separación media de postes, es preciso primero clasificar las comunas, y obtener la correspondiente separación promedio global de cada una.

- **Módulos Urbano Mixto y BT**

La CNE señala que en el caso del vano urbano mixto de la empresa modelo la discrepante cambia, sobre la base de una supuesta “coherencia” con los vanos BT puros, de 60 m a 40 m. Agrega que en el caso de los vanos BT puros la empresa acepta el 100% de los módulos en 40 m.

En este contexto, la CNE argumenta que en las zonas con densidad alta y media de la empresa real (urbanas), el vano promedio MT que se desprende del VNR 2018, que incluye los postes mixtos, es de 49 m, los que se supone cumplen con la normativa y con la realidad de la empresa. Por otra parte, prosigue, en los vanos BT puros la empresa real presenta un vano promedio de 48 m.

Según la Comisión el vano BT en zonas urbanas de la empresa modelo, contabilizando postes en módulos mixtos y módulos BT puros, es de 38,8 m, menor a lo solicitado por la discrepante, y distante a lo observado en la empresa real.

La Comisión manifiesta que las redes urbanas de la empresa modelo poseen calibres de conductor consistentes con la zona en la que operan, las cuales, si bien son comunas clasificadas como urbanas, tienen un importante nivel de ruralidad. En efecto, agrega, los casos más frecuentes corresponden a un conductor MT de 33 mm² o de 21 mm², en conjunto con un conductor BT 16 mm² o de 95 mm².

Según la CNE los vanos medios mixtos se deben diseñar para permitir la entrega de suministro a los clientes de la zona de operación de la empresa de referencia. Añade que tanto Saesa como Frontel tienen vanos medios en comunas urbanas bastante superiores a lo solicitado (vano medio de 40 m para ambas áreas típicas). Hace presente que las redes BT puras tienen la misma finalidad. Sin embargo, prosigue, a diferencia de las redes mixtas, las redes BT puras tienen una alta predominancia en los centros urbanos de las comunas catalogadas como tal, y se diseñan en el Informe Técnico con vanos medios menores en consistencia con aquello.

La CNE hace presente que las comunas catalogadas como urbanas (densidad alta y media) en Saesa y Frontel son escasas. Indica que sólo la comuna de Osorno en el ATD5, y la comuna de Lota en el ATD6, califican en dicha clasificación, de acuerdo con la NTD. Agrega que el Consultor en su estudio incorporó nuevas comunas a la clasificación urbana del ATD5 (Puerto Montt y Valdivia) y del ATD6 (Nueva Imperial, Lautaro y Angol). En estas comunas, la discrepante solicita disminuir de manera relevante (a 40m) los vanos medios de las redes mixtas de la empresa modelo.

A juicio de la Comisión, no resulta razonable que para atender a los clientes de dichas comunas se requiera, en promedio, de un vano en redes mixtas de 40 m tanto para el ATD5 como para

el ATD6, puesto que en estas comunas conviven zonas urbanas junto con amplias zonas rurales.

En virtud de todo lo expuesto, la Comisión sostiene que se deben mantener los vanos de 60 m promedio del ATD6 y los de 50 m del ATD5, siendo estos últimos menores, por encontrarse en comunas con zonas urbanas más relevantes, como Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

La CNE concluye que, en atención a los valores presentados, no habría fundamento para la solicitud de la empresa.

- **Módulos Rural Mixto y BT**

La CNE señala que, en el caso del vano rural mixto, la discrepante coloca el mismo vano de 50 m utilizado en la empresa modelo en alrededor de un tercio de los módulos, mientras que en el restante, de similares características, lo cambia sin mayor fundamento a 40 m.

Para este organismo lo solicitado por la empresa no sería consistente con su propia realidad, por cuanto, de acuerdo con los datos del VNR 2018, el vano promedio de las zonas de densidad baja y muy baja (rurales), es de 77 m, muy diferente de los 40 m que solicita la discrepante. Agrega que en el caso de BT la situación es similar pues los vanos promedio BT de la empresa real son de 75 m.

La CNE tiene presente que los postes mixtos se encuentran incluidos en la parte MT, por lo que se sobreestima el vano BT. Ello significa que, al corregir lo anterior, la situación de los vanos BT mejoran, pero no al nivel de lo solicitado. A juicio de la Comisión, para que los vanos BT se corrigieran al nivel que solicita la discrepante, la empresa real debiera contar con postes MT mixtos en aproximadamente la misma medida que los postes BT ya incorporados.

Sin perjuicio de lo anterior, continúa la CNE, se puede constatar que en la empresa modelo, el vano BT en zonas rurales, contabilizando postes en módulos mixtos y módulos BT puros, asciende a 47,5 m, valor alejado a la realidad observada a través del VNR 2018.

La Comisión hace presente que las redes rurales de la empresa modelo poseen calibres de conductor consistentes con la zona en la que operan. En efecto, agrega, la combinación de red mixta rural más frecuente corresponde a un conductor de 35 mm² en MT y uno de 16mm² en BT, abarcando esto más del 70% de la red mixta rural en el ATD5 y más del 80% en el ATD6. Lo anterior, en su opinión, resultaría intuitivo por cuanto las zonas rurales se caracterizan por su baja densidad de consumo eléctrico.

Para la CNE resultaría contraintuitiva la solicitud de la discrepante (un estándar de 40m para red BT y para red mixta rural que tenga conductor BT trifásico; y 50m para aquellas redes con conductor bifásico y monofásico), por cuanto los vanos solicitados se aplican a zonas altamente rurales de las regiones del Biobío, Ñuble, Araucanía, Los Lagos y Los Ríos, todas ellas con una baja densidad de consumo.

Según la Comisión, en la práctica predomina la solicitud de 40 m en el ATD5, por cuanto las redes trifásicas BT son mayoritarias en redes rurales de la empresa modelo de dicha ATD (60%) y conforman el 49% de la red BT del ATD6. Sostiene que dicho estándar de 40m no se

corresponde con el de ninguna otra empresa del Informe Técnico en zonas rurales, y el de 50m se corresponde solamente con aquel definido para comunas rurales de empresas mucho más densas que Saesa y Frontel, tales como CGE y Chilquinta.

La CNE señala que, de la revisión del VNR SEC, se concluye que Saesa y Frontel tienen vanos medios en comunas rurales superiores a los que solicitan. Por lo anterior, reitera que la representación promedio establecida en el Informe Técnico resulta adecuada para las comunas rurales del ATD5 y el ATD6.

La CNE concluye que sería ineficiente definir una separación media de postes de 40 m en las comunas rurales de las ATD5 y ATD6.

- **Módulos Rural MT**

En esta materia, la Comisión sostiene que no está de acuerdo con el cálculo efectuado por WOR debido a que esta consultora determinó los vanos utilizando un poste de baja capacidad de soporte, que no corresponde al empleado por la empresa modelo, que restringe los vanos alcanzables. Señala que lo anterior produciría una inconsistencia con los valores unitarios de costos del Informe Técnico, por cuanto éstos corresponden a valores de postes más resistentes que a aquellos estudiados por la discrepante. La Comisión considera correcto emplear los resultados del estudio desarrollado por SyS para el cálculo de los vanos de redes MT rurales no mixtas.

La CNE reitera que la solicitud de la discrepante se encuentra mayoritariamente sustentada en un requerimiento de disminución de vanos medios en redes rurales MT emplazadas la Zona II (conforme a los resultados del estudio WOR). Esta zona se define en la normativa (Pliego RPTD N° 11) como aquella que "comprende una faja costera de 20km de ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt".

Al respecto, la CNE advierte que hay una cantidad importante de redes para las cuales el Grupo Saesa solicita incrementos de postes y estructuras, que clasifica como emplazadas en la Zona II (costa), y que no se encuentran en dicha zona. Es decir, les asigna un vano exigente en condiciones en las cuales no los requieren. Agrega que, si se aceptaran los resultados del estudio WOR, la cantidad de postes solicitada ya se encontraría sobreestimada. En efecto, prosigue, para el ATD5 la discrepante sobreestimaría su solicitud estableciendo sus vanos de Zona II (costa) en redes dispuestas en al menos 20 comunas que no corresponden a dicha zona. Menciona como ejemplo las comunas de Puerto Varas, Río Bueno, Lago Ranco, Llanquihue, La Unión, Los Lagos, Paillaco, Panguipulli, entre otras.

Según la Comisión, para el ATD6 la discrepante solicita erradamente disminuir los vanos en instalaciones de, al menos, 49 comunas que no corresponden a la Zona II, y para las cuales debió emplear sus vanos de Zona III (no costa). Al respecto, menciona como ejemplo las comunas de Renaico, Los Ángeles, Chillán Viejo, Victoria, Pitruquén, Curanilahue, Alto Biobío, Pinto, Mulchén, entre otras.

El Panel constata que la discrepante objeta los vanos medios de la empresa modelo del ATD5 en tres casos. El primero, en el ámbito de zonas urbanas, relacionado con la distancia media

entre postes diseñados para soportar redes MT y que también son empleados como soporte de redes BT. Son los denominados postes compartidos o mixtos.

El segundo, en el ámbito de zonas rurales, en que la discrepante, junto con objetar la distancia media de los postes compartidos, también objeta la distancia entre postes BT.

El tercer caso, se refiere a la distancia media entre postes MT que no son compartidos por redes BT.

Respecto del primer caso, el Panel concuerda con la discrepante en el sentido de que los resultados en la empresa modelo presentan una inconsistencia entre los vanos BT puros y los vanos compartidos, toda vez que los segundos tienen la misma restricción asociada a los primeros, de dar el servicio a clientes BT dentro de las normas establecidas.

La CNE ha señalado que el vano promedio MT, que se desprende del VNR 2018 que incluye postes mixtos, en zonas de densidad alta y media, es de 49 metros, superior a lo solicitado por la discrepante y que los vanos BT puros de la empresa real presentan un vano promedio de 48 m.

Al respecto, el Panel entiende que en determinadas circunstancias es adecuado recurrir a una contrastación con la empresa de referencia para validar la consistencia de los valores o parámetros que se empleen para construir la empresa modelo. El Panel considera que este no es el caso ya que, como lo ha señalado la CNE, el objetivo del diseño por módulos es que representen cantidades promedio de elementos que permitan dimensionar globalmente los costos de la empresa modelo. En ese contexto, el modelo de módulos que se aplique debe ser consistente con su propia definición y no recurrir a variables externas a éste. Por lo anterior, el Panel accederá a la solicitud de la discrepante.

Con relación al segundo caso, de vanos mixtos y BT, el Panel considera que el modelo se ha aplicado consistentemente, según se indicó en párrafo anterior. La empresa articula su solicitud en torno a la existencia de clientes urbanos dentro de las comunas que se consideraron como rurales. No obstante, la proporción de clientes urbanos en las áreas en análisis es exigua. En efecto, según refiere Saesa en su presentación sobre la materia "Lectura de medidores y Reparto de boletas", para el año 2019 en el ATD5 un 14% de los medidores son urbanos en tanto que, en el ATD6, sólo un 4% de ellos corresponden a esa categoría. En consecuencia, dichas proporciones de clientes urbanos no ameritan disminuir el vano para todos los clientes de esas zonas.

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

Con relación al tercer caso, sobre vanos de tramos MT rurales, Saesa fundamenta su solicitud considerando diversas comunas como incluidas en la zona II (costa). Esta última tiene exigencias de carga adicionales a causa del viento, no siendo asignables diversas comunas a esta zona en virtud de su definición (estar dentro de una faja de 20 km contados a partir de la línea costera). La CNE afirmó que 20 del total de comunas consideradas por la empresa en

la zona II estarían mal clasificadas, lo que no fue controvertido por la discrepante, ni tampoco entregó antecedentes que pudiesen avalar su asignación.

Por lo anterior, el Panel no accederá a la solicitud de la discrepante.

En resumen, considerando los valores solicitados el año 2020, la empresa solicita para esta materia \$19.391 millones, de los cuales el Panel ha accedido parcialmente a \$3.819 millones, es decir un 19,7%. Atendido que este valor es más cercano a la posición de la CNE (0), se rechazará la solicitud de vanos presentada por Saesa.

Decisión:

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

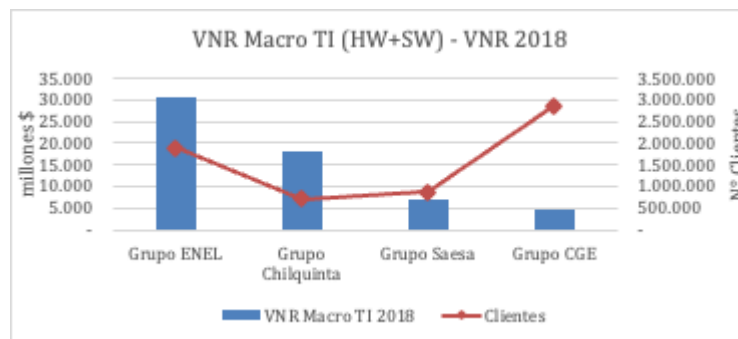
4.6.2.2. Costos de Inversión Stock TI Macro

Saesa discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo en las ATD5 y ATD6. Al respecto, solicita considerar los montos propuestos en el Estudio del Consultor.

La empresa señala que el Consultor determinó el costo de inversión del TI Macro para las ATD1 a ATD6 a partir de una regresión lineal log-log del VNR del año 2018, con la cantidad de clientes como variable explicativa y el costo medio por cliente de VNR como variable dependiente.

Por su lado, relata, la CNE mantuvo la propuesta metodológica del Consultor, pero con dos consideraciones adicionales: (i) separó las ATD en dos grupos, según la cantidad de clientes de las empresas. Estableció en 70.000 clientes el límite entre estos dos grupos, ubicando a las empresas de las ATD5 y el ATD6 en el grupo de "Empresas Grandes"; y, (ii) para efectos de calcular la regresión del grupo "Empresas Grandes", agregó los datos del proceso VNR 2018 del Grupo Saesa.

La empresa menciona que la CNE no fundamentó la razón para no utilizar la información de las seis áreas típicas. Sobre este tema, Saesa infiere que podría tratarse de consideraciones sobre la calidad y representatividad de la información disponible. La empresa acompaña la siguiente figura con los gastos en Macro TI y número de clientes.



De este gráfico, la empresa colige que el Grupo Saesa y el Grupo CGE tienen costos significativamente más bajos que los de Enel y Chilquinta. Esto, continúa, podría explicar el motivo por el cual el Consultor inicialmente descartó los datos de estos dos grupos.

Posteriormente, con la inclusión del Grupo Saesa en la regresión se obtiene una curva con bajo nivel de correlación (0,0036) y prácticamente sin variación frente a la variable dependiente.

Saesa señala que el bajo nivel del VNR del grupo se debe a que, para el proceso 2018, disponía de *software* de los años 90', lo que contradiría el principio de las Bases establecido en su numeral 3.3, que prescribe que la empresa modelo "utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política eficiente de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y administración". De esta forma, sostiene que las soluciones de la empresa de referencia no serían acordes a la tecnología disponible al momento del estudio, por lo que a su juicio no debieran ser consideradas.

La empresa señala que una referencia real y actualizada se puede obtener considerando los procesos de adiciones y retiros (A&R) del 2019 en adelante, que incluyen la adquisición de los nuevos sistemas.

En base a todo lo planteado, prosigue, se puede concluir que el costo de TI del Grupo Saesa está severamente subestimado, por lo que el valor de Grupo Saesa del VNR 2018 no debió haber sido considerado en la regresión pues distorsiona el resultado.

La empresa luego compara las regresiones realizadas por el Consultor, la CNE en su informe final y una tercera considerando lo realizado por la CNE, pero con el VNR del Grupo Saesa corregido (según los A&R). Esta última curva se mostraría similar a la del Consultor. Por otro lado, la regresión de la CNE es más bien lineal y no representa las economías de escala en empresas con un gran número de clientes.

Saesa señala que la CNE no fundamenta la afirmación de que el VNR de Chilquinta sería alto. Agrega que la misma CNE indica que los costos de TI tienen economías de escala, lo que estaría reflejado en los costos por cliente de Enel y Chilquinta. Señala que incluso los costos incurridos por el Grupo Saesa, considerando sus A&R, están en línea con los valores del VNR 2018 de Chilquinta, por lo que a su juicio no se aprecia que el costo de Chilquinta sea necesariamente erróneo.

Por otro lado, continúa, la CNE señala que busca representar economías de escala, sin embargo, valores presentados por la CNE su escrito, mostrarían que el dato del Grupo Saesa del VNR 2018 va en contra de la existencia de estas economías de escala.

Respecto del argumento de que el costo de TI del Grupo Saesa del VNR 2018 correspondería a un sistema obsoleto y que no era representativo, la Comisión señala que "la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, y el horizonte de tarificación corresponde a noviembre 2020 – noviembre 2024, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito". Saesa indica que no está

solicitando que se considere el costo de inversión, sino volver al cálculo del Estudio del Consultor.

Por su lado, la CNE señala que los costos de macroinformática (TI Macro) fueron dimensionados por el Consultor a través de una regresión entre la cantidad de clientes y el costo de inversión por cliente. Agrega que, sin perjuicio de lo anterior, la Comisión realizó modificaciones a dicho cálculo de manera de obtener valores que fuesen representativos de los costos eficientes de una empresa modelo.

En particular, la CNE cuestiona los que considera altos costos informados por Chilquinta, con 25.550 pesos/cliente, un 58% superior al de Enel. Agrega que para eliminar esta distorsión agregó al Grupo Saesa a la regresión, lo que habría permitido que el modelo fuese más robusto.

Con relación a lo manifestado por el Grupo Saesa, en el sentido de que sus costos TI fijados en el VNR no serían representativos debido a que su *software* y *hardware* serían obsoletos, la Comisión afirma que la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito.

Finalmente, la CNE indica que la suma de inversiones asignadas por el Informe Técnico para las ATD5 y ATD6 resultan ser casi el doble de la suma de las inversiones de ambas empresas en el VNR fijado SEC.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$14.333.054.713 en el año base, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que los \$7.148.359.890 para el mismo año incluidos en el Informe Técnico.

La CNE basa sus cálculos del monto requerido en macroinformática en una regresión con tres datos de VNR, con un coeficiente de determinación menor a 0,004, y en la cual cada dato que se agrega o retira cambia la naturaleza de los resultados de manera relevante. En opinión del Panel, el análisis realizado carece de la robustez necesaria para determinar los valores de los activos en *hardware* y *software* para las empresas concesionarias.

Por otro lado, 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. De esta forma, 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.

En opinión del Panel, dada la ausencia de otra información, el VNR de las empresas constituye una referencia a considerar para estimar la inversión requerida en macroinformática de la empresa modelo. Sin embargo, del análisis de los antecedentes incluidos en el citado VNR, el Panel concuerda con la discrepante que, en el caso de ciertos sistemas, tales como el Sistema de Gestión Comercial y el Sistema de Gestión de la Distribución, los datos asociados a la

discrepante no están correctamente representados en su VNR, lo que no fue controvertido por la CNE. En virtud de lo señalado, el Panel tomará como referencia el VNR 2018 corrigiendo aquellos valores de Saesa que no sean consistentes con la realidad de la industria y lo requerido por las Bases.

En base al análisis del VNR 2018 para Enel, Chilquinta y Saesa para los Sistemas de Gestión Comercial y de Gestión de la Distribución, el Panel obtuvo la siguiente tabla de costos por cliente por sistema, en la cual se verifica la subvaloración de ambos sistemas para el caso de Saesa.

	Enel	Chilquinta	Saesa
Sistema de Gestión Comercial	\$6.103 por cliente	\$10.525 por cliente	\$203 por cliente
Sistema de Gestión de la Distribución	\$2.109 por cliente	\$1.092 por cliente	\$102 por cliente

De esta forma, y para corregir tal distorsión, el Panel valorizará los citados sistemas de acuerdo con los promedios ponderados para Enel y Chilquinta para cada sistema, es decir, \$7.315 por cliente para el Sistema de Gestión Comercial, y \$1.831 por cliente para el Sistema de Gestión de la Distribución, lo que da como resultado valor de \$8.841 por cliente que, aplicado a la cantidad de clientes de Saesa, da un monto de \$4.468.179.513 pesos.

En consistencia con lo antes expuesto, el Panel considerará como valor de referencia para la empresa modelo del ATD5 el VNR de la empresa, es decir, \$6.874.619.460, más los \$4.468.179.513 asociados al Sistema de Gestión Comercial y al Sistema de Gestión de la Distribución, es decir, \$11.342.798.973. Dado que este valor se aproxima más a la propuesta de la discrepante, de \$14.333.054.713, que a la de la CNE, de \$7.148.359.890, el Panel accederá a la solicitud de Saesa.

Decisión:

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

4.6.2.3. Medidores de Transferencias Económicas

Cuestión previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisible la discrepancia presentada por Saesa en esta materia. Fundamenta su petición en que no hubo modificaciones entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con la cantidad de medidores valorizados para el sistema de transferencias económicas, y que solo se habría eliminado una hoja "CAPEX-OPEX" dado que no se utilizaría en el cálculo.

Al respecto, la discrepante sostiene que la CNE no consideró lo indicado en el Estudio del Consultor, el que se refiere a un documento en la sección "1.4 Valorización actual y proyectada de la solución", señalando explícitamente que "La planilla de cálculo referenciada tiene una hoja CAPEX-OPEX que considera la inversión y costos de operación actuales y proyectados para cada uno de los ítems 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4". La discrepante sostiene que la referida planilla de cálculo se titula "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Por lo anterior, concluye que la CNE sí habría modificado lo planteado por el Consultor.

El Panel observa que, tal como indica la empresa, la planilla de cálculo utilizada por el Consultor en su informe es la identificada con el título "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". En dicha planilla se aprecia que hay una hoja de cálculo titulada "CAPEX-OPEX", en que está la información citada en la tabla "Hoja Capex-Opex del Informe Final del Consultor, sección 6.2". Sin embargo, esa hoja de cálculo no es la que utiliza el Consultor para valorizar los equipos que deben atribuirse al VAD de la empresa, ya que estos se encuentran en la hoja de cálculo titulada "Para VAD". En esta última hoja de cálculo se atribuyen: cero clientes a Saesa (ATD5) y 16 a FRONTEL (ATD6).

El Panel constata que los valores asociados a la categoría "6.2 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas" son coherentes con lo exhibido en las proyecciones para puntos de medida para transferencias económicas indicados en la hoja de cálculo "Para VAD" del archivo titulado "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Estos valores son coincidentes con los presentados por la CNE en su Informe Técnico.

En consecuencia, en esta materia el Panel no advierte diferencias entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel estima que en este caso no se configura ninguna de las hipótesis establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que habilitan a discrepar y, en consecuencia, declarará inadmisibles las discrepancias en análisis.

4.6.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de Costos de inversión *stock* TI macro. 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 A:

Rechazar la solicitud de Sociedad de Electricidad Austral S.A.

4.7. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

4.7.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo los siguientes montos (en pesos)

2019	2.850.250.952
2020	1.863.537.896
2021	1.656.769.010
2022	1.648.322.201
2023	1.593.891.323
2024	1.597.786.806

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.7.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B "Costo de Operación y Mantenimiento", Saesa plantea las siguientes cuatro materias en relación con el ATD5: (i) COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo; (ii) Medidores de Transferencias Económicas; (iii) Costos óptimos de control del hurto; y (iv) COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.

4.7.2.1. Costos de O&M asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo

En la categoría A, Saesa, para la ATD5, junto con solicitar un monto de inversión por incorporación de tecnologías TIC adicionales, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

	2020	2021	2022	2023	2024
Solicitud de incremento de VNR adicional	7.208.645.086	7.236.741.313	7.259.494.838	7.279.727.008	7.297.468.788

Solicitud de incremento de COyM adicional	1.585.901.919	1.592.083.089	1.597.088.864	1.601.539.942	1.605.443.133
---	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Al respecto, dado que esta materia fue acogida como inversión en la categoría A, se accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

4.7.2.2. Medidores de transferencias económicas

En la categoría A, Saesa, junto con solicitar un monto de inversión por la incorporación de medidores de transferencias económicas adicionales en la ATD5, solicita también adicionar un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia.

Dado que esta materia fue declarada inadmisibile en la categoría A, no se considerará en esta categoría B.

4.7.2.3. Costos óptimos de control del hurto

Esta materia, articulada en torno a un modelo de optimización conjunta de hurtos y costos de control de hurtos, fue analizada en la categoría D Pérdidas Medias del ATD5 de esta discrepancia. Dicho modelo arroja como resultado el mínimo valor (óptimo) de la suma entre los hurtos valorados y el costo de control de hurtos.

Dada esa optimización conjunta, el Panel accedió a la solicitud de Saesa, conformada por una trayectoria de pérdidas por hurto y una trayectoria de costos de control de hurtos, para el periodo 2020-2024.

En ese contexto, el Panel accede a esta solicitud de Saesa en la categoría B del ATD5, consistente en una trayectoria de costos por control de hurtos, que se muestra en la siguiente tabla. Los valores están en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
3.557.938.261	2.577.302.047	2.489.649.214	2.531.813.545	2.493.402.025	2.493.402.025

Los montos que deben agregarse a los ya considerados en el Informe Técnico por este concepto, son los que se indican a continuación, en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.125.279.000	133.172.541	-79.741.633	-93.176.820	-152.046.726	-152.046.726

Decisión:

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

4.7.2.4. COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo

Saesa indica que en consistencia con lo requerido en la materia Vano medio utilizado por la empresa modelo, solicita que se corrijan los COyM asociados a postes y estructuras considerados en el Informe Técnico, de manera que se incluyan en esa infraestructura agregada con motivo del cambio solicitado en la longitud del vano medio asociado a la postación y/o estructuras de distribución de la Empresa Modelo del ATD5 y ATD6.

El Panel ha denegado la materia "Vano Medio utilizado por la empresa modelo", categoría A, para las áreas ATD5 y ATD6 por lo que tampoco accederá a la solicitud de COyM relacionada.

Decisión:

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

4.7.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en la materia de COyM asociados al incremento del stock TI y Costos óptimos de control de hurtos.

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 B:

Adicionar a los COyM de la empresa modelo los siguientes montos (en pesos).

2019	2.850.250.952
2020	1.863.537.896
2021	1.656.769.010
2022	1.648.322.201
2023	1.593.891.323
2024	1.597.786.806

4.8. 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.

4.8.1. Alternativas categoría C

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que los costos considerados para los procesos de Lectura y Reparto sean los siguientes. Valores en pesos

2019	607.689.689
2020	620.564.092
2021	637.870.496
2022	645.685.842
2023	652.186.554
2024	656.254.982

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.8.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C “Costos Fijos Independientes del Consumo”, Saesa plantea la siguiente materia en relación con el ATD N°5: Costos de Lectura de medidores y Reparto de boletas.

4.8.2.1. Costos de Lectura y Reparto

Saesa discrepa de los valores unitarios para la Lectura de medidores y para el Reparto de boletas definidos en el Informe Técnico, debido a que a su juicio serían insuficientes para solventar las mencionadas actividades.

La concesionaria afirma que para ambos procesos en el Informe Técnico se consideró el costo unitario correspondiente al ATD4 (que tiene como empresa de referencia a CGE Distribución) cuyas características y situación distarían de la realidad en que están inmersas las empresas de las ATD5 y ATD6. Por lo tanto, agrega, se solicita que se considere para las empresas modelo del ATD5 y ATD6 un costo unitario de Lectura y Reparto diferente al informado por la empresa de referencia del ATD4, de manera que refleje la realidad demográfica y geográfica de las empresas de estas áreas típicas.

Saesa indica que en el Informe Técnico se determinan los costos de Lectura y Reparto a partir de la cantidad de medidores proyectados para cada año para la empresa modelo, y de un costo unitario para Lectura y otro costo unitario para Reparto. Agrega que, si bien el modelo permite diferenciar los costos de Lectura entre zonas urbanas y rurales, y por tipo de medidor (simple, demanda y horario), la implementación realizada por la CNE considera para el ATD5 y ATD6 el mismo valor para zonas urbanas y rurales, y para todos los tipos de medidores. Añade que lo mismo ocurre con el Reparto, en que el modelo permite diferenciar el costo de Reparto entre zonas urbanas y rurales, pero la implementación supone que ambos costos son idénticos.

La empresa presenta una tabla con los valores utilizados para Lectura y Reparto en las distintas ATD y el criterio utilizado por la CNE para definir estos datos. Advierte que se considera aplicar los valores de la empresa de referencia del ATD4 en las ATD5 y ATD6, así como a las ATD3 y parcialmente en el ATD8, mientras que utiliza la información de los propios contratos para las ATD1, ATD4, ATD10, ATD11 y parcialmente para el ATD8, mientras que para las ATD2 y ATD9 no señala la fuente de información utilizada. Según Saesa, este sería un tratamiento diferenciado no justificado que debería corregirse en orden a generar un proceso apegado a las bases técnicas del estudio.

Señala que, para poder aplicar estos precios a otra ATD, debería cumplirse que tanto la proporción de ruralidad (densidad de clientes) como las economías de escala (cantidad de clientes) sean similares.

En este contexto, la concesionaria afirma que la ruralidad de las ATD5 y ATD6 dista de la ruralidad del ATD4. Saesa presenta unos gráficos en los que se aprecia que el ATD4 cuenta para el año 2019 con un 35% de medidores clasificados como rurales, mientras que las ATD5 y ATD6 con un 86% y 96%, respectivamente.

Saesa manifiesta que una situación similar se produce en la cantidad de clientes por kilómetros de líneas en alta y BT. Señala que en MT la ATD4 tiene 94 clientes/km, en tanto las ATD5 y ATD6 tienen 36 y 20 clientes/km, respectivamente. En el promedio total de clientes, la ATD4 tiene 45,8 versus 20,3 y 11,7 de la ATD5 y ATD6, respectivamente.

La empresa señala que el ATD5 tiene un 15,1% y el ATD6 un 12,4%⁵ de la cantidad de medidores que tiene el ATD4, implicando que por economías de escala que se generan en éstos, CGE puede obtener precios unitarios menores.

Saesa sostiene que la CNE interpretaría que la empresa de referencia del ATD4 es un buen parámetro para definir los costos de Lectura y Reparto de las empresas del ATD5 y ATD6 porque es una empresa que tiene muchas realidades a lo largo del país y que, aun eliminando los datos de la Región Metropolitana, los costos de Lectura y Reparto del ATD4 no cambiarían significativamente. Al respecto, muestra un gráfico en el que advierte que el porcentaje de clientes BT rurales del ATD5 y ATD6 dista mucho de lo observado para el ATD4, y resulta más similar a lo observado en las ATD de la 8 a la 12.

⁵ Fuente: Anexo 4 del Informe Técnico.

En relación con los argumentos de la CNE, la concesionaria indica que eliminar la RM para considerar sólo el costo en regiones, no tendría efecto ya que en el resto de las regiones CGE atiende zonas de mayor densidad que las empresas del ATD5 y ATD6. Muestra una tabla en que observa que la empresa de referencia del ATD4 atiende en cada región un porcentaje bajo de clientes rurales en comparación con las empresas del ATD5 y ATD6. Destaca que el ATD4 atiende en cada región a un porcentaje de clientes rurales que oscila entre el 0% y el 73%, mientras que las ATD5 y ATD6 tiene porcentajes de clientes rurales que van entre el 79% y el 100%. Detalla que hay regiones (Región de la Araucanía) en las que hay clientes tanto en el ATD4 como en el ATD5, sin embargo, el ATD4 tiene un 34% de sus clientes rurales en esa región, mientras que el ATD5 tiene un 100% de clientes rurales. Añade que lo mismo sucedería con el ATD6, donde en la Región del Bío Bío el ATD4 tiene un 8% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 90%, en la Región de la Araucanía el ATD4 tiene un 36% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 100% y en la Región del Ñuble el ATD4 tiene un 32% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 100%.

De lo anterior la empresa concluye que, si bien el ATD4 tiene presencia en varias regiones del país, atiende a las grandes ciudades y zonas mayormente urbanas de cada región, por lo que su realidad no sería comparable con la de las ATD5 y ATD6 que, si bien atienden a algunas comunas de mayor tamaño, en su mayoría atienden zonas rurales con menor densidad de clientes.

Para determinar un costo de Lectura y Reparto para las áreas ATD5 y ATD6, la empresa propone una metodología basada en los costos totales por el servicio de Lectura y Reparto para las empresas de referencia de esas áreas típicas y emplea una prorrata en función de lo presentado en el Informe Técnico, para las otras ATD, de modo de definir la proporción de ese costo que se asocia al proceso de Lectura y la proporción que se asocia al proceso de Reparto.

Saesa obtiene la proporción entre costos de Lectura/Reparto para las ATD en que fue considerado el valor informado de los contratos y calcula que el costo de la Lectura es 4,8 veces mayor en promedio al costo del Reparto. Luego utiliza los antecedentes de facturación real de las empresas de referencia para el año 2022, reajustados a moneda de diciembre 2019 y convertidos a un valor unitario, para obtener los costos por actividad (considerando los costos y número de actividades reales), además de la prorrata para separar los costos unitarios de los procesos de Lectura y Reparto.

La empresa valoriza el costo de Lectura y Reparto como el mínimo valor entre los costos efectivos de las empresas de referencia y los valores obtenidos de la correlación con los datos de todas las empresas de referencia de las que se utilizó información real.

Con respecto a la utilización de información del año 2022, argumentada por la CNE, la concesionaria afirma que ella se complementa con los datos desde 2019 en adelante. Según muestra en un gráfico, el valor propuesto definido a partir de los costos unitarios mensuales mínimos de 2022 estaría bien alineado con los costos de años anteriores, de manera que el valor propuesto no sería diferente de los valores medios de 2019.

Los costos unitarios que la distribuidora obtiene aplicando su metodología son los siguientes:

ATD	Lectura (\$/actividad)	Reparto (\$/actividad)
ATD 5	311,3	64,6
ATD 6	370,8	77,0

Considerando esos valores, Saesa solicita se dictamine que los costos de Lectura y Reparto de la empresa modelo para el ATD5 se incrementen con respecto a los considerados en el Informe Técnico en los siguientes montos:

ATD5	Lec. de Medidores (Simple)	Lec. de Medidores (Dda. Máxima)	Lec. de Medidores (Dda. Horaria)	Reparto de Boletas	Total
2019	\$741.635.827	\$4.196.455	\$5.920.062	\$-144.062.654	\$607.689.689
2020	\$757.405.378	\$4.262.994	\$6.010.460	\$-147.114.740	\$620.564.092
2021	\$778.661.523	\$4.332.904	\$6.093.571	\$-151.217.502	\$ 637.870.496
2022	\$788.308.403	\$4.345.728	\$6.101.967	\$-153.070.256	\$645.685.842
2023	\$796.341.103	\$4.351.394	\$6.105.412	\$-154.611.355	\$652.186.554
2024	\$801.394.326	\$4.342.549	\$6.093.949	\$-155.575.841	\$656.254.982

La Comisión señala que la construcción de los valores utilizados por el Consultor en su modelo para el ATD4, utilizado para el ATD5, corresponde a un promedio ponderado de diversos contratos regionales tanto para lectura como para reparto, con un resultado de 170,3 \$/actividad y 94,7 \$/actividad, respectivamente y \$265,0 en total. Agrega que si se eliminara la RM para considerar únicamente el costo en regiones, se llegaría a un resultado de 172,9 \$/actividad y 96,1 \$/actividad, respectivamente y \$269,0 en total. Indica que cada uno de estos contratos está ponderado por el número de clientes regionales, siendo el mínimo 77.448 para la Región de Arica y Parinacota, y el máximo 386.638 para la Región del Maule. Para el año base el ATD5 tiene 452 mil clientes. Para la CNE lo anterior evidenciaría que no existe un problema de escala en la consideración de la información.

Por otro lado, prosigue, el Grupo Saesa informó un gasto anual para el año 2019 correspondiente a "Lectura de Medidores" de \$314.979.539 y de \$315.058.583 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 61,2 \$/actividad y 61,3 \$/actividad, respectivamente, y \$122,5 en total.

Añade que en el archivo Costos de Explotación de la SEC para el año 2019 se obtiene un gasto anual para "Lectura de Medidores" de \$758.278.752 y de \$758.395.171 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 147,4 \$/actividad y 147,5 \$/actividad, respectivamente y \$294,9 en total.

La CNE destaca que los costos presentados por la discrepante corresponden al año 2022, indexados a precios 2019, información que a la fecha no se encuentra revisada por la SEC en

su proceso de Costos de Explotación 2022, por lo que sostiene no corresponde a información verificable. Afirma que al ser el año base del estudio el 2019, se entiende que la información a utilizar, en caso de estar disponible, es la de ese año y no información posterior con ajustes monetarios.

Finalmente, señala que los montos presentados en el Estudio del Consultor para el ATD5 se ajustan a contratos con características y tamaños similares a la de la discrepante. Adicionalmente, prosigue, la solicitud tendría como resultado un aumento de un 27% en los costos de Lectura y Reparto respecto a lo informado a la SEC en el proceso de Costos de explotación de 2019, y un 67% respecto de lo informado en respuesta al Oficio CNE N° 726/2020.

El Panel tiene presente que los costos de las actividades de Lectura de medidores y el Reparto de las boletas están asociados con la densidad y cantidad de clientes del área en análisis.

Para la determinación de los costos de Lectura y Reparto en la empresa modelo, la CNE asimiló el costo unitario del ATD4 (concesionaria CGE) a las ATD5 (Saesa) y ATD6 (Frontel). Lo anterior ha sido objetado por la discrepante señalando que existen diferencias importantes entre dichas áreas, en lo relativo a la ruralidad (requiere mayores desplazamientos) y a la cantidad de clientes (no se obtienen economías de escala comparables).

La empresa ha presentado una metodología para determinar los costos de las actividades de Lectura y Reparto, basada en la información de costos de Lectura y Reparto de las empresas que informaron contratos en el año 2022 y de la respectiva facturación de ese año de la empresa de referencia del ATD5, actualizados al año 2019. De los costos unitarios mensuales así calculados, la discrepante adoptó el costo mensual mínimo de Lectura y de Reparto para cada área técnica resultando los siguientes valores:

ATD	Lectura	Reparto
	(\$/actividad)	(\$/actividad)
ATD 5	311,3	64,6
ATD 6	370,8	77,0

El Panel tiene presente que los referidos costos obtenidos por la empresa, con información al año 2022 que aún no ha sido revisada por la SEC, difieren significativamente de los costos que la CNE determinó a partir de la información que el Grupo Saesa entregó para el ATD5, como respuesta al Oficio CNE N° 726/2020, cuyo objetivo era contar con mejores antecedentes para el presente proceso. En efecto, dichos costos alcanzan a \$61,3 y \$61,2, por Lectura y Reparto, respectivamente, información que no ha sido controvertida por la concesionaria

Por otra parte, los costos unitarios que se le han asignado a las ATD5 y ATD6, en el Informe Técnico, son de \$170,3 para Lectura y de \$94,6 para Reparto. En ambos casos, ya sea urbana o rural.

En consecuencia, dada la inconsistencia de la información tenida a la vista, el Panel rechazará la petición de Saesa.

Decisión:

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

4.8.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos por Lectura y Reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C:

Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.9. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

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.

4.9.1. Alternativas categoría D

Alternativa 1: Modificar los factores de expansión de pérdidas por los siguientes:

	AT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA
2019	1,0147	1,018	1,0166
2020	1,0204	1,0224	1,0224
2021	1,0176	1,0206	1,0196
2022	1,0172	1,0203	1,0193
2023	1,0173	1,0205	1,0194
2024	1,0174	1,0208	1,0195

	BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,059	1,0601	1,0684
2020	1,0859	1,0864	1,0954
2021	1,062	1,0629	1,0713
2022	1,0594	1,0606	1,0686
2023	1,0589	1,0604	1,0681
2024	1,0577	1,0597	1,067

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.9.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Saesa plantea las siguientes dos materias en relación con el ATD5: (i) Hurto residual; e (ii) Incobrables.

4.9.3. Hurto Residual

Saesa discrepa del modelo de la CNE para representar el hurto, ya que a su juicio este contiene fallas importantes que deben ser subsanadas. Agrega que la propuesta de la CNE no estaría considerando adecuadamente las observaciones realizadas por la empresa.

Señala que la Comisión reemplazó los criterios utilizados en el Estudio del Consultor por regresiones con base a información real, la que fue solicitada por este organismo a las empresas de referencia. Afirma que, si bien la nueva metodología es más adecuada a la

empleada por el Consultor, sigue siendo cuestionable, presentaría errores y utilizaría criterios poco razonables.

Sostiene que, por lo anterior, las empresas discrepantes solicitan que se modifique el modelo de la CNE, corrigiendo los errores en la determinación del modelo utilizado para definir el hurto óptimo, eliminando los datos de 2020 y 2021, y que se modifique la ventana de tiempo utilizada para determinar el desempleo. La discrepante estima que en los años 2020 y 2021 hubo numerosos factores exógenos como el estallido social y la pandemia, que el modelo no los contempla. Por lo anterior, sostiene que no sería correcto considerar estos años para determinar los parámetros del modelo de proyección, ya que éste solo observa las variables PIB y tasa de desempleo.

La discrepante señala que si bien la metodología que en definitiva empleó la CNE para considerar el hurto es la misma planteada por el ISCI, y que fue aportada por Chilquinta con ocasión de su observación N° 29, los datos de entrada del modelo son distintos y se adoptaron diferentes consideraciones con respecto al efecto de la pandemia. En el caso de las empresas del ATD5 y ATD6, el modelo determina una proyección del hurto residual, considerando como antecedentes datos históricos de la energía hurtada para el periodo 2014-2021, del PIB regional por cliente, para el mismo periodo, desempleo promedio (%), único por ATD, equivalente al desempleo promedio del periodo 2014-2021 en la zona de operación de la empresa de referencia.

Saesa indica que la mayor objeción que tiene respecto del modelo de la CNE, es el uso del promedio del desempleo, del periodo 2014-2021, ya que a su juicio sería un error promediar valores de la serie de tiempo en un horizonte muy amplio. Agrega que, además, en el modelo propuesto se mezclan valores del horizonte de entrenamiento (2014-2021) con valores del horizonte de evaluación (2022-2024) en un mismo promedio. Señala que, en la práctica, al analizar el efecto del desempleo en el hurto residual de una empresa distribuidora, los valores de desempleo relevantes para explicar el comportamiento de los clientes no son los observados hace muchos años, sino los valores del momento o los de los últimos años. Agrega que al considerar el promedio de muchos años se está filtrando el efecto de la variable.

La empresa sostiene que adicionalmente, la regresión utilizada no captura adecuadamente el cambio de tendencia en los datos de los años 2020 y 2021, por lo que este modelo tendría un mal desempeño al momento de proyectar resultados en años futuros con características similares a esos dos años, lo que se traduciría en aproximaciones pobres de las regresiones para determinar el hurto residual y los costos asociados a su control, y con bajos porcentajes de hurto resultantes al aplicar el modelo.

La discrepante indica que el análisis realizado por ISCI señala que para corregir los problemas anteriores se debería considerar la variable desempleo como una serie de tiempo anual, sin promediar y eliminar los datos 2020 y 2021 del modelo.

Agrega que, ajustado el modelo con esos cambios, se obtiene la siguiente senda de hurtos, medida como porcentaje con respecto a las ventas BT, que es la que Saesa solicita.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
2,14%	3,76%	2,10%	1,98%	1,97%	1,90%

La discrepante solicita al Panel dictaminar que, en consistencia con el mencionado nivel de hurto residual para el ATD5, se modifiquen los factores de pérdidas del ATD5 en las magnitudes que se muestran en la siguiente tabla incluida en su presentación.

Diferencias Factores de Expansión de Pérdidas ATD5						
	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	0,0000	0,0000	0,0000	0,0069	0,0069	0,0069
2020	-0,0001	-0,0001	-0,0001	0,0236	0,0236	0,0237
2021	0,0000	0,0000	0,0000	0,0097	0,0097	0,0098
2022	0,0000	0,0000	0,0000	0,0081	0,0081	0,0081
2023	0,0000	0,0000	0,0000	0,0079	0,0079	0,0080
2024	0,0000	0,0000	0,0000	0,0073	0,0073	0,0074

Agrega que con lo anterior los nuevos factores que se solicita dictaminar en esta materia son los que se muestran en la siguiente tabla, incluida en su presentación.

Factores de Expansión de Pérdidas ATD5						
	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0147	1,0180	1,0166	1,0590	1,0601	1,0684
2020	1,0204	1,0224	1,0224	1,0859	1,0864	1,0954
2021	1,0176	1,0206	1,0196	1,0620	1,0629	1,0713
2022	1,0172	1,0203	1,0193	1,0594	1,0606	1,0686
2023	1,0173	1,0205	1,0194	1,0589	1,0604	1,0681
2024	1,0174	1,0208	1,0195	1,0577	1,0597	1,0670

Saesa también solicita que, en consistencia con la solicitud presentada, se dictamine que los COyM de la empresa modelo se modifiquen de manera de que las actividades de control del hurto, y sus correspondientes costos, sean consistentes con los porcentajes de hurto señalados.

Finalmente, la discrepante estima necesario hacer notar que, al modificar los parámetros de hurto, se modifican también los kWAT, y kWSD de la empresa modelo. Señala que, si bien estos valores no son discrepados, toda vez que no existe una categoría de costos que permita discreparlos, destaca que para tener una estricta consistencia en las solicitudes, estos también debieran ser modificados, y los nuevos valores modificados debieran ser utilizados para el cálculo de los parámetros tarifarios.

La CNE, por su parte, señala que sus argumentos con respecto a esta discrepancia fueron abordados en el capítulo D. Discrepancias Categoría D “Pérdidas Medias” del ATD3, materia “Pérdidas no técnicas”, específicamente en el punto 2.1.

Agrega que los principales cambios que realizó a la metodología en el Informe Técnico realizados por ISCI fueron usar como variable explicativa el desempleo anual, en lugar del promedio, y eliminar de los datos de entrenamiento para la regresión exógena y endógena los años 2020 y 2021, tal como menciona el Grupo Saesa en su escrito.

Para la Comisión, el hecho de que las discrepantes propongan modificaciones al modelo del Informe Técnico solo para la ATD5 y no para la ATD6, las cuales forman parte del mismo grupo empresarial, pone de manifiesto que existiría una arbitrariedad en los argumentos expuestos, ya que no es consistente que dichas empresas tengan metodologías distintas para estimar el hurto residual de cada una.

Indica que, con base a los resultados del análisis de ISCI, se observa que los costos promedio asociados a hurto de la empresa modelo en el periodo 2020-2024, son un 22% mayores a los históricos de la empresa real entre 2014 y 2019, y 19% al promedio histórico desde 2014 al 2021. Ante esto, la CNE señala que cabe preguntarse si la empresa real es tanto o más eficiente que la empresa modelo o, por el contrario, la metodología subestima las eventuales eficiencias de la empresa modelo.

En definitiva, la CNE solicita al Panel rechazar la solicitud del Grupo Saesa respecto a la materia “Hurto residual” de la ATD5. Añade que, sin perjuicio de ello, ajustará el error fundamental.

El Panel constata que la CNE propone un modelo en dos etapas para estimar el hurto de energía eléctrica. La primera, corresponde al modelamiento de la componente que las empresas no pueden controlar, modelo exógeno, en el que correlaciona el logaritmo del porcentaje de hurto con el logaritmo del PIB per cápita y el logaritmo de la tasa de desempleo, determinando los parámetros de la regresión a través del método de los mínimos cuadrados ordinarios.

Los datos empleados correspondieron a los de cinco empresas de referencia, para el periodo 2015 a 2021, excepto para Enel, que cuenta con información sólo para los años 2019 a 2021.

La segunda etapa modela el componente endógeno, que es la parte en la que la empresa sí puede afectar el nivel de hurtos mediante gastos destinados a su control. Aquí, por cada empresa, se modela el residuo de la primera etapa de estimación como función de los gastos rezagados de control de hurto realizados, normalizados por la compra de energía de cada

empresa. El modelo de regresión es también logarítmico, y en la estimación de los parámetros se emplean los mínimos cuadrados ordinarios.

La especificación de esta modelación permite determinar el gasto óptimo de control de hurtos a partir de minimizar el valor de la suma de las pérdidas valorizadas con el esfuerzo económico asociado a su control.

Por otra parte, se aprecia que el número de observaciones es limitado, lo cual es particularmente crítico en las regresiones por empresa del componente endógeno del hurto de energía eléctrica. El tamaño de muestra es un factor crítico en la inferencia estadística y puede tener un impacto significativo en la precisión de la estimación de los parámetros. En particular, cuando el tamaño de la muestra es pequeño, la estimación de los parámetros puede ser menos precisa debido a la mayor variabilidad de ésta, en que el cambio de un dato puede modificar completamente los resultados, y la validez de las pruebas de hipótesis (y de los intervalos de confianza) asociados con la estimación de los parámetros puede verse condicionada debido al menor poder estadístico para detectar diferencias significativas.

En el contexto de este análisis, cabe señalar que el coeficiente de determinación R^2 y el error cuadrático medio ECM son medidas de la calidad del ajuste de un modelo de regresión. El primero mide el porcentaje de la varianza total de la variable dependiente que es explicado por el modelo, en tanto que el segundo es una medida de la importancia del error en la predicción del modelo de regresión, con respecto a los valores observados. Los resultados para el modelo de la CNE del componente exógeno indican que el mismo explica un 55% de la varianza total del hurto como proporción de las compras de energía eléctrica. Cabe señalar que, para fines de predicción, es altamente deseable que el ajuste del modelo a los datos sea el máximo posible. Por otro lado, se hace notar que dada la muy baja cantidad de información usada en el modelo endógeno los valores obtenidos de R^2 son poco relevantes dada la sensibilidad de las estimaciones a la muestra. Finalmente, los valores del estadístico F permiten concluir que las variables del modelo o un conjunto de ellas tienen poder explicativo conjunto.

Más allá de las limitaciones asociadas al tamaño de la muestra, el Panel considera que la metodología empleada por la CNE presenta varios problemas.

Por una parte, ignora la estructura de "panel" o longitudinal de los datos y con ello las heterogeneidades (posiblemente no observadas) en el nivel de hurto de energía eléctrica por área típica. Contar con una estructura de panel de datos o datos longitudinales permite controlar por un tipo particular de heterogeneidad observada y no observada, la cual está relacionada con todos aquellos factores que no varían en el tiempo.

Por otra, el uso de un regresor generado de una variable dependiente en otro modelo de regresión puede ser una técnica útil para modelar la relación no observada, o capturar distintas dimensiones de una relación. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la generación de regresores puede estar sujeta a errores de medida, especialmente si se basan en un modelo mal especificado o si las variables utilizadas para su generación tienen problemas de medición.

En particular, si el error de medida afecta a la variable dependiente, esto puede tener un impacto significativo en la estimación de los coeficientes del modelo, ya que el regresor generado estará basado en información inexacta. Por tanto, es fundamental ser consciente de las posibles limitaciones asociadas al uso de regresores generados y garantizar que el modelo de origen esté correctamente especificado, y que las variables utilizadas para generar los regresores se midan con precisión.

Otros aspectos para destacar respecto del modelo empleado por la CNE son el de la autocorrelación y heterocedasticidad de los errores. Usando una prueba estadística de autocorrelación serial (la prueba de Breusch–Godfrey) se concluye que hay evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula de no existencia de autocorrelación serial para al menos un segundo orden. Asimismo, empleando la prueba de heterocedasticidad de Breusch–Pagan para la hipótesis nula de homocedasticidad o igual varianza, se puede concluir que hay evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula de homocedasticidad o igual varianza de los errores.

El Panel considera que la existencia de autocorrelación serial y heterocedasticidad se debe a la presencia de tendencias en los datos, hecho que puede verse en los errores por empresa que arroja el modelo.

Tanto la autocorrelación serial como la heterocedasticidad, pueden conducir a una sobrestimación o subestimación de la varianza de los parámetros y, por lo tanto, afectar las pruebas de hipótesis realizadas concluyendo erróneamente que los coeficientes son significativos cuando no lo son o viceversa.

Por lo tanto, es importante identificar y corregir estos problemas antes de realizar cualquier inferencia sobre los parámetros del modelo.

Finalmente, se debe consignar que la presencia de tendencias temporales en los datos es un problema relevante, ya que puede llevar a confusión respecto a la identificación de relaciones artificiales o espurias entre las variables y aquellas que son genuinas. Esto ocurre cuando dos variables están relacionadas con el tiempo (tendencias), pero esta relación es confundida con una relación económica genuina entre las variables.

Por lo anterior, es importante identificar y controlar adecuadamente las tendencias temporales en los datos, para evitar relaciones artificiales o espurias. Una forma de hacer esto es mediante la inclusión de variables de control que capturen las tendencias temporales. Lo anterior es equivalente a eliminar las tendencias de los datos y medir las relaciones estadísticas entre las variables sin la presencia de dichas tendencias.

Para efectos de resolver esta discrepancia, el Panel ha elaborado una modelación alternativa que mitiga en parte importante los problemas detectados, siempre empleando la misma base de datos y la lógica económica y variables que sustentan al modelo original empleado por la CNE.

El modelo se especificó en términos similares, tomando el logaritmo de las variables involucradas, haciendo depender el nivel de hurtos del PIB per cápita, la tasa de desempleo y

el costo de control del hurto. Adicionalmente se agregó una variable que da cuenta de la tendencia temporal. Esta última, en términos lineales.

Los parámetros del modelo se determinaron empleando el método de efectos fijos, que es una técnica de estimación usada para datos con estructura de panel o longitudinal y estima explícitamente un intercepto por empresa usando variables ficticias (que toman el valor uno para una empresa determinada y cero en cualquier otro caso).

Siguiendo las mismas ideas detrás de las metodologías propuestas por la CNE y las empresas CGE, Chilquinta y Saesa, se supone que el nivel de hurto de energía eléctrica por unidad vendida (medido en logaritmos) puede ser descompuesto en los mismos dos componentes: uno exógenos o no controlable por la empresa, y uno endógeno, esto es $\ln(hurto_{it}) = \ln(hurto_{it}^{exo}) + \ln(hurto_{it}^{endo})$. El componente exógeno depende de un efecto fijo no observable propio del área de influencia variables $\beta_{i,0}$, de variables agregadas asociadas al ingreso $\ln(pibpc_{it})$ y al desempleo $\ln(td_{it})$, del efecto tiempo δ_t , y de otros factores menores e_{it} : $\ln(hurto_{it}^{exo}) = \beta_{i,0} + \beta_1 \ln(pibpc_{it}) + \beta_2 \ln(td_{it}) + \beta_3 \delta_t + e_{it}$. Usando las definiciones descritas antes podemos escribir:

$$\ln(hurto_{it}) = \beta_{i,0} + \beta_1 \ln(pibpc_{it}) + \beta_2 \ln(td_{it}) + \beta_3 \delta_t + \ln(hurto_{it}^{endo}) + e_{it} \quad (1)$$

A su vez el componente endógeno depende de los esfuerzos (gasto de control de hurto) que la empresa realiza $\ln(gasto_{it-1})$, del efecto tiempo δ_t , y de otros factores menores u_{it} . Usando las definiciones descritas antes podemos escribir:

$$\ln(hurto_{it}^{endo}) = \alpha_0 + \alpha_{i,1} \ln(gasto_{it-1}) + \alpha_2 \delta_t + u_{it} \quad (2)$$

Reemplazando la ecuación 2 en la ecuación 1 obtenemos la ecuación estimable en forma reducida:

$$\ln(hurto_{it}) = (\beta_{i,0} + \alpha_0) + \beta_1 \ln(pibpc_{it}) + \beta_2 \ln(td_{it}) + (\beta_3 + \alpha_2) \delta_t + \alpha_{i,1} \ln(gasto_{it-1}) + (u_{it} + e_{it})$$

o alternativamente:

$$\ln(hurto_{it}) = \pi_{i,0} + \pi_1 \ln(pibpc_{it}) + \pi_2 \ln(td_{it}) + \pi_3 \delta_t + \pi_{i,4} \ln(gasto_{it-1}) + v_{it} \quad (3)$$

donde $\pi_{i,0} = \beta_{i,0} + \alpha_0$ es el efecto fijo que captura heterogeneidades invariantes en el tiempo, $\pi_1 = \beta_1$ es el impacto del PIB per cápita, $\pi_2 = \beta_2$ es el impacto de la tasa de desempleo, $\pi_3 = \beta_3 + \alpha_2$ es el parámetro del efecto tiempo conjunto, $\pi_{i,4} = \alpha_{i,1}$ es la eficiencia del gasto en mitigación del hurto que específico por empresa, y $v_{it} = u_{it} + e_{it}$ son todos los otros factores menores. Los parámetros de la ecuación 3 se pueden estimar usando toda la muestra y respeta la estructura de panel. De esta forma, esta ecuación controla por heterogeneidad observada y no observada que no varía en el tiempo capturada por el efecto fijo, no utiliza regresores generados al tratarse de una estimación de una etapa, controla explícitamente por el efecto tiempo (el mismo que es representado por una tendencia lineal), y aprovecha toda la información disponible.

De la misma forma que antes, la ecuación 3 se usa para representar el hurto y el gasto de control de hurto por unidad de energía vendida óptimos resultantes como:

$$hurto_{it}^* = \left[\exp(\pi_{i,0} + \pi_1 \ln(pibpc_{it}) + \pi_2 \ln(td_{it}) + \pi_3 \delta_t) \right]^{\frac{1}{1-\pi_{i,4}}} \left[-\pi_{i,4} p_t \right]^{\frac{\pi_{i,4}}{1-\pi_{i,4}}} \quad (4)$$

$$gasto_{it-1}^* = \left[-\pi_{i,4} p_t \exp(\pi_{i,0} + \pi_1 \ln(pibpc_{it}) + \pi_2 \ln(td_{it}) + \pi_3 \delta_t) \right]^{\frac{1}{1-\pi_{i,4}}} \quad (5)$$

Los resultados de la regresión de la ecuación 3 antes expuesta se muestran en la siguiente tabla.

Parámetro	Estimado (Error Estándar)	
Intercepto	1.183	(11.125)
Dif. Intercepto ATD3 vs ATD1	1.254	(0.059)
Dif. Intercepto ATD4 vs ATD1	-0.214	(0.014)
Dif. Intercepto ATD5 vs ATD1	-0.038	(0.707)
Dif. Intercepto ATD6 vs ATD1	0.981	(0.381)
log(pibpc)	-0.695	(1.165)
log(td)	0.085	(0.519)
Tendencia	0.073	(0.076)
log(costo) para ATD1	-0.141	(0.251)
log(costo) para ATD3	-0.356	(0.251)
log(costo) para ATD4	-0,750	(0.252)
log(costo) para ATD5	-0.117	(0.751)
log(costo) para ATD6	-0.471	(0.197)
Num. Obs.	31	
R ²	0.978	

De estos resultados se pueden destacar cuatro aspectos. Primero, los signos de los parámetros concuerdan con la lógica económica subyacente a las ecuaciones propuestas.

Segundo, si bien el número de observaciones con el que se realizó la estimación es limitado, la propuesta emplea toda la información disponible sin excluir ningún dato. Sólo se perdió la observación del año 2014, por el rezago en el costo de control de hurto. No obstante, sigue siendo cierto que el tamaño de muestra es una limitación.

Tercero, el valor de R² indica que el modelo es capaz de explicar el 97% de la variación total del hurto normalizado por compras. El Panel reitera que el hecho de que el modelo se ajuste lo mejor posible a los datos es crucial para la predicción.

Por último, al aplicar la prueba de Breusch-Godfrey para autocorrelación serial, se obtienen valores del estadístico de prueba de 0.13, 2.37 y 1.68 para las hipótesis nulas de la inexistencia de autocorrelación serial de primer, segundo y tercer orden, respectivamente.

Al comparar estos valores con sus respectivos valores críticos al 10% de nivel de significancia (2.71, 4.61 y 6.25), se puede concluir que existe suficiente evidencia para no rechazar la hipótesis nula de la inexistencia de autocorrelación serial. Del mismo modo, al aplicar la prueba de Breusch-Pagan o prueba de heterocedasticidad se obtuvo un valor del estadístico de prueba de 19.49. Al comparar este valor con su respectivo valor crítico al 10% de nivel de significancia (18.55), se concluye que la evidencia para rechazar la hipótesis nula de homocedasticidad es solo marginal.

Los resultados obtenidos de aplicar este modelo a Saesa se muestran en la siguiente tabla.

							Promedio
Ítem	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2020-2024
Costo óptimo control (\$/kWh)	0,14	0,16	0,16	0,16	0,18	0,19	0,17
Hurto óptimo (%)	1,46%	1,63%	1,58%	1,66%	1,78%	1,87%	1,71%
Costo óptimo control (\$ millones)	423	434	476	519	556	556	508
Costo hurto óptimo (\$ millones)	3.177	3.612	3.713	4.068	4.440	4.751	4.117
Costo total (\$ millones)	3.599	4.047	4.189	4.587	4.996	5.307	4.625

Para dirimir esta materia, el Panel considerará los valores promedios del periodo 2020-2024 de cada propuesta, los que se compararán con los promedios incluidos en la tabla anterior.

Cabe destacar que en la medida que el costo por hurtos y por control de hurtos se determinan conjuntamente en la modelación, de modo que se minimiza la suma de ambos costos, la variable correcta a observar con fines de comparación es la suma de ambos conceptos. Esto se hace evidente al constatar que mayor control de hurtos implica menor cantidad de hurtos, y viceversa.

Por lo señalado, y para efectos comparativos, a continuación, se incluye una tabla que muestra las solicitudes de Saesa, tanto de hurtos valorizados como de los costos de control de estos y la suma de ambos. Se incluyen también los promedios 2020-2024. Lo anterior, sin perjuicio de que la discrepante planteó la materia de los costos de control como parte de la categoría B

En la siguiente tabla se muestran los valores promedios del periodo 2020-2024, de los costos en millones de pesos, considerando la posición de la empresa, de la CNE, y la del Panel.

Costo	CNE	Saesa	Panel
Control	2.543	2.517	508
Hurto	1.354	2.216	4.117
Total	3.897	4.733	4.625

A nivel de costo total, la posición de Saesa es más cercana a la del Panel. En este contexto, el Panel validará tanto los costos de control de hurtos y el nivel de hurtos solicitados por la empresa.

En virtud de lo señalado, en esta categoría E el Panel accederá a lo solicitado por la discrepante respecto de la variable hurto. En la categoría B se incluirá el efecto de este análisis por concepto de control de hurto.

La senda de hurtos, en MWh, solicitada por la empresa se indica en la siguiente tabla.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
22.702	39.549	23.445	22.588	22.871	22.566

4.9.3.1. Incobrables

Saesa discrepa de la tasa de incobrabilidad base y de sus proyecciones para las ATD5 y ATD6 consideradas en el Informe Técnico, la que se muestran a continuación.

Año	ATD5	ATD6
2017-2019	0,11%	0,18%
2020	1,07%	0,82%
2021	0,48%	0,30%
2022	0,38%	0,15%
2023	0,36%	0,13%
2024	0,34%	0,10%

La discrepante indica que el Estudio del Consultor determinó el porcentaje de incobrables para cada ATD a partir de una evaluación de los niveles de incobrabilidad enfrentados por las empresas de referencia.

Afirma que para las ATD5 y ATD6 la incobrabilidad se definió como la suma del castigo real de incobrables efectuado durante los años 2017, 2018 y 2019, dividida por los ingresos por actividades ordinarias para los mismos años, valores que se obtuvieron a partir de los estados financieros anuales. Indica que este procedimiento arrojó una incobrabilidad base de 0,11% para el ATD5, y de 0,18% para el ATD6.

Saesa sostiene que el cálculo empleado por la CNE en la determinación de la tasa de incobrabilidad base, a partir de los datos entregados por las empresas ATD5 y ATD6, no sería consistente con los criterios utilizados en el Informe Técnico para el resto de las empresas. Añade que tampoco habría justificación para este tratamiento diferenciado, en el que para las ATD5 y ATD6 empleó los castigos por incobrables, y para las ATD 1 a la ATD4 consideró sus provisiones. Al respecto, afirma que la provisión de incobrables reflejaría de mejor manera la incobrabilidad.

Saesa afirma que, adicionalmente, y al contrario de lo realizado por INECON en su informe final⁶, la metodología empleada por la CNE considera un ajuste anual de los niveles de incobrabilidad, en función de la variación de la tasa de desempleo de cada ATD. Agrega que, en su metodología, la CNE calculó las variaciones de desempleo de forma independiente para cada ATD, usando datos reales hasta el año 2021, y proyectando este índice para los años 2022 al 2024, aplicando al desempleo de cada ATD la variación anual que en junio de 2022 la OCDE proyectó para Chile, para el mismo periodo.

La discrepante señala que, una vez establecida la proyección de desempleo por área típica, la Comisión obtiene los porcentajes de incobrabilidad anuales por área típica, agregando al porcentaje de incobrabilidad promedio del ATD, del periodo 2017-2019, el 27% de la diferencia entre el desempleo del ATD en el año de cálculo y el desempleo promedio del ATD para el periodo señalado. Acota que el factor 0,27 corresponde a la sensibilidad de la tasa de incobrabilidad respecto a la tasa de desempleo, el que se obtuvo a partir del estudio de "Estimación de la tasa de incobrabilidad para el VAD 2020 – 2024" del consultor Econsult, presentado a la CNE por Empresas Eléctricas A.G. (EEAG). Acota que, sin embargo, no se habría considerado en su cálculo la tasa de incobrabilidad base utilizada en el mismo estudio. Para la discrepante, resulta arbitrario que la CNE considere correcto el modelo de Econsult, pero no su cálculo de tasa de incobrabilidad base.

Saesa destaca que la CNE determinó valores de incobrabilidad base menores a los utilizados por el consultor Econsult en las ATD5 y ATD6. De 0,11% vs 0,31% para el ATD5 y de 0,18% vs 0,70% para el ATD6. La discrepante afirma que el cálculo de la CNE contiene un error metodológico relevante en la determinación de los índices de incobrabilidad base. Ello, prosigue, ya que para el caso de las ATD5 y ATD6 la Comisión consideró la incobrabilidad como la razón entre el castigo de incobrables, dividido por los ingresos obtenidos desde los estados financieros. Agrega que, sin embargo, los valores correctos a usar serían los comunicados mediante la carta Grupo Saesa N°1495820 del año 2021, en la que se envió a la CNE la información necesaria para el cálculo de la incobrabilidad, señalando que ésta fue validada por Econsult y empleada en su estudio.

Por otra parte, destaca que la CNE valida el uso de las provisiones para determinar la incobrabilidad, ya que utiliza este valor en cuatro áreas típicas, por lo que a juicio de la discrepante resulta arbitrario que solamente en el caso de las ATD5 y ATD6 se utilice el castigo de la empresa de referencia como indicador base para la incobrabilidad.

Indica que otra diferencia entre el modelo de la CNE y el compartido por la Asociación de Empresas Eléctricas, es la formulación para la proyección de la tasa de desempleo. Mientras que en el primero se proyecta considerando la variación interanual del desempleo esperado, en el segundo se considera la variación respecto del desempleo promedio del periodo 2017-2019.

⁶ Saesa indica que INECON consideró valores constantes para el periodo 2020-2024

La empresa plantea como metodología para corregir los incobrables: (i) considerar para las ATD5 y ATD6 los mismos criterios utilizados en el cálculo de la tasa de incobrabilidad base de las ATD1 a la ATD4 para las ATD5 y ATD6 (provisión de incobrables en lugar del castigo). Con ello, la tasa de incobrabilidad base para el ATD5 sería de 0,31% y de 0,70% para el ATD6; y (ii) proyectar la tasa de desempleo según modelo de Econsult, utilizando los datos de la "Perspectivas económicas de la OCDE, junio de 2022".

Con las modificaciones descritas, Saesa señala que las tasas de incobrabilidad resultantes para las ATD5 y ATD6 son las siguientes.

Año	ATD5	ATD6
2017-2019	0,31	0,7
2020	1,27%	1,35%
2021	0,68%	0,83%
2022	0,47%	1,00%
2023	0,46%	0,97%
2024	0,44%	0,94%

Saesa solicita al Panel que se modifiquen los factores de pérdidas del ATD5 en las siguientes magnitudes.

Diferencias Factores de Expansión de Pérdidas ATD5 – Escenario Incobrables						
	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	0,0011	0,0008	0,0011	0,00213	0,00214	0,00217
2020	0,0012	0,0009	0,0012	0,00217	0,00218	0,00221
2021	0,0012	0,0009	0,0012	0,00214	0,00214	0,00217
2022	0,0006	0,0004	0,0006	0,00105	0,00105	0,00107
2023	0,0006	0,0004	0,0006	0,00106	0,00106	0,00108
2024	0,0006	0,0004	0,0006	0,00107	0,00108	0,00109

Agrega que con lo anterior los nuevos factores que se solicitan en esta materia son los siguientes:

Factores de Expansión de Pérdidas ATD5 – Escenario Incobrables						
	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB

2019	1,0158	1,0188	1,0177	1,0543	1,0553	1,0636
2020	1,0216	1,0233	1,0236	1,0646	1,0651	1,0738
2021	1,0187	1,0215	1,0208	1,0545	1,0554	1,0637
2022	1,0178	1,0207	1,0198	1,0524	1,0536	1,0616
2023	1,0179	1,0209	1,0200	1,0521	1,0536	1,0613
2024	1,0180	1,0213	1,0201	1,0515	1,0534	1,0607

La CNE, por su parte, señala que la información empleada en el Estudio del Consultor para determinar el porcentaje de incobrables fue la proporcionada por la empresa, la que consistía en castigos de incobrables efectuados durante los años 2017 al 2019, la que se ajustaba a las Bases. Agrega que, sin perjuicio de lo anterior, con motivo del Informe Técnico y en respuesta a las observaciones a las empresas de referencia del ATD1 a la ATD6, modificó la metodología de cálculo de incobrables por año para el periodo tarifario 2020-2024, en función de los antecedentes reales de tasa de desempleo para los años 2020 y 2021 y sus respectivas proyecciones para los años 2022 a 2024. Agrega que la relación utilizada para relacionar el cambio de incobrables con respecto al año base y la variación de la tasa de desempleo, fue la propuesta por las empresas de referencia de las ATD1 a la ATD6 en la etapa de observaciones, fundamentada por el estudio encargado por EEAG y desarrollado por Econsult. Acota que la proyección de la tasa de incobrabilidad se obtiene agregando al porcentaje de incobrabilidad promedio del ATD, del periodo 2017-2019 el 27% de la diferencia entre el desempleo del ATD en el año de cálculo y el desempleo promedio del ATD para el periodo señalado.

La CNE considera que la metodología utilizada por INECON para determinar el porcentaje de incobrabilidad del periodo 2017 a 2019 cumple con las Bases, y por consecuencia sostiene que es correcto utilizar dicho valor como base para el cálculo de incobrabilidad de los años posteriores.

Respecto a la información adicional entregada por las discrepantes en la carta Grupo Saesa N°1495820 del año 2021, la CNE señala que ésta difiere de los valores de provisión de incobrables informados en la respuesta al Oficio Ordinario N°726-2020, y no contiene información acerca de castigos por deudas incobrables, que serían los requeridos por las Bases para el desarrollo de esta materia como se señaló anteriormente.

Con base a lo expuesto, la CNE concluye que la mejor información disponible para las ATD5 y ATD6 es la entregada por las empresas de referencia en respuesta al Oficio Ordinario N° 726-2020 y, por lo tanto, es el antecedente que se debe utilizar para calcular el porcentaje de incobrabilidad del periodo 2017 a 2019 en coherencia con las Bases.

La CNE sostiene que los castigos representan una pérdida contable devengada y definitiva con los efectos tributarios que ello implica, en tanto que las provisiones serán eventualmente reversadas. Por lo anterior, considera que el uso de castigo de incobrables para el cálculo de la tasa de incobrabilidad del periodo 2017-2019 se ajusta a las Bases y por consecuencia, la solicitud de la discrepante no tiene fundamentos.

Con relación a la proyección de tasa de desempleo asociada a cada área típica, la CNE argumenta en primer lugar que del primer informe de Econsult (agosto de 2021) se desprende que Econsult utiliza como fuente de información para las proyecciones de desempleo nacional el *World Economic Outlook* del FMI de abril de 2021. Al respecto, la CNE advierte que al momento de realizar el Informe Técnico, contaba con fuentes más recientes para obtener dichas proyecciones (*"Perspectivas económicas de la OCDE"* de junio de 2022).

Para la CNE es importante considerar la diferencia temporal entre la fuente utilizada por Econsult y la del Informe Técnico. Agrega que sería claro que los datos utilizados por esta firma consultora pierden validez por su vigencia, especialmente en tiempos como los actuales en que los vaivenes económicos hacen que las proyecciones cambien fuertemente.

Adicionalmente, la CNE advierte que encontró diversas inconsistencias en la metodología de proyección del desempleo elaborada por Econsult en el estudio de 2021.

Una de ellas, se deriva de la proyección del desempleo de la zona de distribución en función del desempleo a nivel nacional, que Econsult materializa mediante una regresión. Al respecto, la CNE manifiesta que los valores que presenta Econsult en su informe no calzan con los que se despejan de las ecuaciones de regresión determinadas para cada ATD.

Así, la CNE afirma que no pudo reproducir los porcentajes de desempleo determinados por Econsult, y tampoco tuvo los datos disponibles para reproducir las regresiones.

La Comisión señala que, por otro lado, la metodología que utilizó para establecer una tasa de desempleo para cada empresa corresponde a un promedio ponderado de las tasas de desempleo de las regiones en las que la empresa opera, ponderadas por la cantidad de clientes de cada región. Añade que esta metodología es análoga a la empleada para establecer el PIB para cada ATD.

La CNE destaca que la metodología para proyectar la tasa de desempleo por área típica en el Informe Técnico es la misma tanto para el cálculo de Incobrables como para el de Hurto Residual. Señala que, no obstante, en la materia de Hurto Residual, ninguna de las incumbentes, incluidas las discrepantes, observaron la metodología utilizada para proyectar el desempleo, por lo que a su juicio la solicitud de las discrepantes es arbitraria respecto a la materia que se discute.

La CNE sostiene que la metodología para proyectar la tasa de desempleo por área típica para el periodo 2022-2024 empleada en el Informe Técnico sería, en teoría, correcta y frecuentemente utilizada en modelos económicos, mientras que la metodología propuesta por la discrepante presentaría a su juicio evidentes inconsistencias y arbitrariedades que invalidan su utilización en un estudio tarifario.

En virtud de los argumentos expuestos, la CNE solicita al Panel rechazar la petición del Grupo Saesa respecto de la materia de incobrables de las ATD5 y ATD6.

El Panel tiene presente que sobre esta materia las Bases señalan que para estimar las ventas incobrables se deberá aplicar una metodología objetiva, que considere criterios de optimización en la asignación de recursos.

Si bien las Bases también mencionan que para estos efectos se deberá analizar los castigos por deudas incobrables de la empresa de referencia, constados en los estados financieros, ellas no son explícitas que deben emplearse estos antecedentes en el cálculo. Es más, las Bases indican en esta materia que los datos históricos no son necesariamente una referencia válida.

De los antecedentes numéricos que finalmente se emplearon para determinar los incobrables, contenidos en la planilla Anexo 3-10, se advierte que las fuentes de información son heterogéneas. No obstante esta heterogeneidad, se aprecia que en nueve de las ATD la información disponible para el Consultor apunta a las provisiones de incobrables, empleándose en un caso la suma de incobrables y de castigos. Para el ATD7, la planilla da cuenta solo de valores, atribuibles a clientes y peajes, no siendo claro si se trata de provisiones, castigos o de otros valores *proxy*. Solo en las ATD5 y 6 se empleó información de castigos, no obstante que la empresa también envió información de provisión de incobrables.

A juicio del Panel, el empleo de información diversa no da cuenta de una aplicación objetiva de la metodología. Al respecto, la CNE no fundamentó las razones del empleo de información diversa.

Por lo anterior, el Panel considera que la solicitud de la empresa es atendible.

La información enviada por Saesa en 2021, da cuenta de un valor agregado de provisiones de incobrables, periodo 2017-2019 de M\$ 2.316.110, que representa un 0,243% de incobrables base, considerando los ingresos para esta empresa incluidos en el mismo Anexo 3-10.

Con este valor base, ya sea empleando la senda de tasa de desempleo de la CNE o de la empresa, los valores del periodo 2020-2024 que solicita la discrepante, aplicando el $\beta=0,27$, son más cercanas a los que se obtienen empleando la referencia del Panel para el valor base. Por lo anterior, se accederá a esta solicitud de la discrepante.

4.9.4. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD5

	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
Año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0158	1,0188	1,0177	1,0612	1,0622	1,0706
2020	1,0216	1,0232	1,0235	1,0882	1,0887	1,0976
2021	1,0187	1,0214	1,0208	1,0642	1,0651	1,0735
2022	1,0178	1,0207	1,0198	1,0604	1,0617	1,0697
2023	1,0179	1,0209	1,0199	1,06	1,0615	1,0692

2024 1,018 1,0212 1,0201 1,0588 1,0607 1,0681

4.10. ESTUDIO DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

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.

4.10.1. Alternativas categoría E

El Panel distingue las siguientes alternativas

Alternativa 1: Dictaminar que los parámetros bases de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses bases solicitados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPlo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

4.10.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría E “Indexación”, Saesa plantea la siguiente materia en relación con el ATD5: Indexación.

4.10.2.1. Indexación

Saesa discrepa de las fórmulas de indexación contenidas en el Informe Técnico, afirmando que éstas presentarían inconsistencias e incumplimientos a las Bases Técnicas. A su juicio, el error más importante sería que los valores base considerados para los índices no permitirían reconstruir y/o recuperar el valor de las componentes monetarias del VAD, tal como fueron calculados, si se aplica la fórmula de indexación propuesta para obtener los valores a diciembre de 2019.

Señala que todos los valores base de los índices de la fórmula de indexación (IPC, CPI y Tc) se consideran a noviembre de 2019, no obstante que el parámetro CPI debiese ser el de octubre de 2019, toda vez que en el Informe Técnico se indica que este debe corresponder al del “tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas (...)”

Indica que en la fórmula de indexación se incorporó un parámetro D, definido como índice de productos importados, que se calcula como $D = Tc \times (1 + Ta)$, no contemplándose un valor base para Ta y estableciéndose un valor base de este parámetro igual a 776,53, en circunstancias que este valor corresponde al parámetro Tc.

Adicionalmente, Saesa afirma que la suma de las proporciones ($a_1, b_1, g_1, a_2, b_2, g_2$) de las componentes VADAT y VADBT contenidas en las tablas 8-2, 8-3, 8-4, 8-5 y 8-6, para algunos años y para algunas ATD, resulta ser distinta de 1,0000.

Por otra parte, la discrepante sostiene que, aunque en las Bases Técnicas se señala que “La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base deberá ser igual a uno”, ese valor se obtendría en enero de 2020, y no en diciembre de 2019.

Al respecto, sostiene que la definición correcta de los valores base debiese ser tal que la fórmula de indexación sea igual a 1 en diciembre 2019. Acota que ello se lograría considerando los valores base para los parámetros IPC y Tc en octubre de 2019, (103,47 y 721,03 respectivamente), y para el CPI, en septiembre de 2019 (256,759). Agrega que, con esta corrección, los factores de indexación, determinados a diciembre de 2019, para todas las componentes, serían iguales a 1.

La CNE señala que de lo planteado por Saesa, distingue tres temas. El primero de ellos, prosigue, tiene que ver con la sumatoria de los vectores de los índices de variación de precios de mercado, la que no sería igual a 1, según establecen las Bases Técnicas. Al respecto, la CNE afirma que la diferencia surgió al transcribir los valores desde una planilla al texto del Informe Técnico, por lo que ajustará los valores transcritos de tal forma que sumen 1, con la cantidad de decimales que se incluyen en el informe en su versión escrita.

Agrega que el segundo tema corresponde a los valores base de los índices considerados. Al respecto señala que constató que existe un error de transcripción de las definiciones de la página 84 del Informe Técnico. En particular, indica que en la definición del índice “CPI” se mantuvo la del proceso anterior en la que se utilizaba como mes aquel “correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas”, debiendo ser “correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas”, y que por tanto, el valor base a utilizar corresponde al mes de noviembre de 2019.

Agrega que en este mismo sentido, ocurre algo similar con la definición del índice de productos importados “D”, en la que se mantuvo la utilización de la tasa arancelaria en la fórmula, quedando inconsistente con lo establecido en las Bases Técnicas del proceso y con las definiciones de los índices que se incluye a continuación en el mismo numeral, en el que “D: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, ‘Dólar Observado’”.

Por lo anterior, la CNE indica que se eliminará del Informe Técnico la referencia al índice de productos importados y se ajustará la definición del CPI para especificar que corresponde utilizar dos meses de rezago y no tres.

Finalmente, señala que el tercer tema corresponde al mes sobre el cual la fórmula de indexación toma el valor 1. Al respecto, la Comisión afirma que el Informe Técnico define para sus índices la cantidad de rezagos con base al mes “en que las tarifas serán aplicadas”. Agrega que esto significa, por ejemplo, que el cálculo que se realiza en diciembre de 2019 se aplica en enero 2020 y, por tanto, si se consideran valores de dos meses previos, se debe utilizar noviembre de 2019. Añade que el criterio utilizado en el Informe Técnico es consistente con lo establecido en, al menos, los dos últimos decretos que han fijado los valores agregados de distribución.

El Panel constata que, en su presentación, Saesa se refiere a cuatro temas. A saber, (i) que la suma de las proporciones de las fórmulas de indexación no es igual a 1 en todos los casos; (ii) el desfase con el que debe considerarse el índice CPI; (iii) la introducción de un nuevo índice D; y (iv) el mes en que la evaluación de la fórmula de indexación debe ser igual a 1;

Sin embargo, Saesa plantea una discrepancia sólo para el cuarto tema, referido al mes en el cual la evaluación de la fórmula de indexación debe dar como resultado el valor 1.

Con independencia de las correcciones que efectuará la CNE en los tres primeros temas, el Panel considera que la solicitud de la discrepante es conceptualmente correcta. En efecto, el Panel tiene presente que los valores tarifarios base fueron calculados en diciembre de 2019, por lo que tiene todo el sentido económico que, si las tarifas se calcularan para ese mes, entonces las empresas modelo debieran tener como ingresos de distribución los mismos valores de anualidades de la inversión y de gastos que dieron pie a la determinación de los costos unitarios. Ello significa que al evaluar la fórmula de indexación en diciembre de 2019, el valor resultante debe ser igual a 1. Este resultado, es el mismo que indica la frase de cierre del capítulo 7.2 de las Bases, la que expresa que “La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base deberá ser igual a uno.”

Para que ello ocurra, se debe establecer un desfase con la debida coherencia temporal entre los meses en los cuales se fijaron los valores base de los índices y el mes que se estableció como mes base de los cálculos, que en este caso es diciembre de 2019.

Así, si se establece que para determinar las tarifas de un mes se debe considerar un índice con dos meses de rezago, entonces el índice base debe ser el del mes que tenga dos meses de rezago respecto del mes base en el que se hicieron los cálculos. Como este último es diciembre de 2019, entonces se debe considerar como valor base de este índice el correspondiente a octubre de 2019. Si el rezago fuera de tres meses se debe considerar entonces septiembre de 2019.

Con ello se garantiza que al evaluar la fórmula de indexación en el mes base de los cálculos, diciembre de 2019, el valor resultante sea igual a 1, que es precisamente lo establecido en las Bases.

Decisión:

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

4.10.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados:

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
Tco	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

5. FRONTEL: AREA TÍPICA N°5

5.1. 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.

5.1.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo los siguientes montos de inversión. Los valores están en pesos (*)

2020	28.719.617.449
------	----------------

2021	28.251.359.732
2022	28.251.359.732
2023	28.097.968.959
2024	27.943.646.140

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

(*) La empresa solicita dictaminar que no se deben realizar los descuentos por obras financiadas con fondos provenientes del FNDR. Atendido que esta petición forma parte de la categoría A, ella será analizada de manera agregada en conjunto con las otras materias presentadas en ella, según lo dispuesto en el artículo 183 bis de la LGSE.

5.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", FRONTEL plantea las siguientes dos materias en relación con el ATD N°5: (i) Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia; y (ii) Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD.

5.1.2.1. Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia

Frontel sostiene que el Informe del Consultor excede el alcance regulado en las Bases Técnicas sobre las obras no construidas por la empresa distribuidora, al incluir en ellas las obras de electrificación rural financiadas con recursos del FNDR, construidas por la empresa. Al respecto, argumenta que no deben descontarse los fondos recibidos del FNDR.

Para la discrepante, la normativa eléctrica obliga a las distribuidoras a prestar el servicio en la zona concesionada, y no existen disposiciones en la LGSE que obliguen a una concesionaria a extender la zona de concesión en que opera. En este contexto, agrega que la opción adoptada por el FNDR fue la de generar incentivos a las empresas eléctricas mediante un subsidio a la inversión en proyectos de extensión de redes, en lugar de aplicar un subsidio directo a las tarifas del consumo rural. Así, prosigue, la lógica de dimensionamiento del subsidio apunta a compensar el déficit financiero que se produce en la evaluación privada, de forma que dicho subsidio evite un VAN negativo. Destaca en este contexto que los FNDR son un subsidio y no un aporte de terceros.

Desde una perspectiva normativa, Frontel afirma que las disposiciones de la LGSE que gobiernan el proceso de determinación del nivel y estructura tarifaria de las empresas concesionarias de distribución, no instruyen la aplicación de descuentos por instalaciones construidas por terceros, ni en la etapa de determinación del nivel tarifario correspondiente a los estudios de VAD, con la sola excepción de las instalaciones que fueron aportadas por terceros, y que existían a la fecha de promulgación de la LGSE en 1982, cuyo descuento debe aplicarse al momento de estructurar las tarifas de cada empresa. Al respecto, la discrepante afirma que una política de electrificación que instruya descuentos o devoluciones de los subsidios otorgados debiera establecerse por vía legal.

Por otra parte, Frontel destaca que los descuentos FNDR no están contemplados en las Bases Técnicas, ya que estas disponen:

“El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones que no han sido construidas por la empresa de referencia en los últimos 30 años y que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, en base a criterios verificables y que tengan consistencia en el tiempo.

Por ejemplo:

- i. Instalaciones energéticas construidas por el urbanizador para nuevos desarrollos inmobiliarios, y que la empresa distribuidora ha recibido gratuitamente o a un precio inferior que su costo; u,
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad”.

De lo anterior, la discrepante concluye que en las Bases Técnicas nada se indica respecto de dar un tratamiento especial a las instalaciones o activos derivados del FNDR. Agrega, además, que la importancia de la omisión que las Bases Técnicas hacen respecto del tema en disputa se vería ratificada en el hecho de que las Bases Preliminares del segundo Proceso VAD (2024-2028) agregan de forma explícita los proyectos financiados con subsidios del FNDR.

Frente a la posición de la CNE que indica que no es razonable que la empresa rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo, Frontel declara no estar de acuerdo ya que la empresa decide expandir su zona de operación frente a la existencia del subsidio del FNDR, y señala que este subsidio nace de la necesidad de atraer a las empresas a realizar este tipo de proyectos, puesto que si éstos hubiesen sido rentables de forma privada no hubiera existido el programa.

Frontel solicita no descontar los recursos recibidos con cargo al FNDR para proyectos de electrificación rural, lo que equivale a no descontar los montos señalados en la siguiente tabla para el Área Típica 5:

\$dic2019	ATD 5	
	BT	MT
2019	23.206.983.583	183.804.979
2020	23.206.983.583	183.804.979
2021	23.206.983.583	183.804.979
2022	23.206.983.583	183.804.979
2023	23.206.983.583	183.804.979
2024	23.206.983.583	183.804.979

Adicionalmente, solicita una variación por AEIR consistente con el señalado la variación en VNR.

La CNE destaca que, a su juicio, no es razonable que la empresa de referencia rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo.

Sobre el planteamiento de que en las Bases no se trata de modo especial a las instalaciones financiadas con el FNDR, la CNE considera que las Bases serían claras al buscar que en el estudio se capturen las eficiencias derivadas de que la empresa de referencia no haya incurrido o haya incurrido en costos menores a su VNR respecto de instalaciones que luego pasan a ser de su propiedad. Lo anterior, para este organismo, aplica inequívocamente al caso de las instalaciones financiadas con FNDR, hecho que va más allá de la literalidad del numeral 8 de las Bases.

Para la CNE, el argumento de que los FNDR no estarían regulados expresamente en las Bases no sería óbice para efectuar el descuento correspondiente, puesto que lo importante es que éstas respondan al criterio de eficiencia establecido en el inciso primero del artículo 183 de la LGSE. En relación con la diferencia en el texto de las bases del proceso actual y el del cuatrienio 2024-2028, que agregó expresamente los descuentos por FNDR, la CNE afirma que ello se explica por el único propósito de que no existiese duda alguna respecto a esta materia.

La Comisión rechaza haber actuado al margen de lo señalado en la LGSE en lo que respecta al tratamiento de los FNDR, argumentando que la LGSE mandata en su artículo 193 (inciso quinto) que en el VNR se deben excluir los derechos adquiridos a título gratuito por la empresa distribuidora. En este contexto, la CNE cita el referido artículo, que dispone en el marco de la determinación del VNR que "Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación".

En opinión de la CNE, sería innegable que, a partir de los contratos de FNDR suscritos por los respectivos gobiernos regionales y las empresas, surgen, para estas últimas, derechos a recibir pagos por parte del Estado, que luego se consolidan como derechos reales (derecho de dominio sobre los bienes que constituyen la red de distribución) en sus patrimonios.

Los argumentos antes planteados son, para la CNE, suficientes por sí solos para rechazar la discrepancia del Grupo Saesa, ya que, si bien es plausible que existan distintas interpretaciones acerca del alcance de las Bases, a su juicio la norma antes citada basta por sí sola para resolver la cuestión.

Con relación a que según la empresa los FNDR no son aportes de terceros, la Comisión señala que el concepto y naturaleza de los aportes de terceros en la LGSE efectivamente es distinto e independiente a los descuentos por FNDR, pero su tratamiento no es excluyente, y por ello se consideran ambos casos. Es decir, para la CNE argumentar que los subsidios FNDR no son aportes de terceros no lleva a la conclusión lógica de que estos no se deban descontar de los cálculos tarifarios de la empresa modelo.

Para la Comisión, la empresa modelo considera todos los costos necesarios para dar suministro a todos los clientes de la empresa distribuidora, estén estos ubicados en zonas rurales o urbanas, o ubicados dentro o fuera de la zona de concesión (con independencia de la

voluntariedad o los incentivos que tenga la empresa para solicitar concesión). Luego, si no se hiciera ningún descuento por los FNDR se generaría un efecto indeseado: aumentar la tarifa a los clientes (aumenta el costo medio), sin un gasto de inversión adicional por parte de la empresa.

Sobre el argumento de la empresa discrepante asociado a que el descuento tiene un carácter perpetuo a pesar de que hayan transcurrido más años que la vida útil del proyecto, la CNE indica que la empresa omite indicar que la metodología empleada adiciona la anualidad necesaria para renovar las instalaciones al final de su vida útil, por lo que solo se descuenta la rentabilidad sobre el activo.

Por último, la CNE afirma que determinar un factor de ajuste comparando el valor del proyecto valorizado a VNR SEC con el costo total real del proyecto ("valor del subsidio" como lo indica la discrepante) no es un error, si no que corresponde a un criterio, que busca expresar el monto del subsidio de FNDR en los términos de la valorización de las instalaciones de la empresa modelo.

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

El Panel estima que es conceptualmente correcto no incluir en el cálculo del VAD aquellas inversiones que no han sido financiadas por la empresa, ya que su consideración implicaría rentar sobre un capital que no ha aportado. Lo anterior, sin perjuicio de que se deben considerar los recursos para que la empresa reinvierta lo necesario para efectos de mantener operativo el servicio en su zona de concesión.

A juicio de Panel, la fórmula empleada para realizar los descuentos asociados al FNDR es correcta, ya que la empresa renta por el capital propio y puede reinvertir lo equivalente a lo recibido por el fondo cuando expire la vida útil de las instalaciones financiadas con éste.

El Panel ha verificado que la expresión matemática que está en el estudio da cuenta que lo que hizo el Consultor fue: (i) restar el monto FNDR del VI; y (ii) considerar en el flujo de caja dicho monto de FNDR al final del periodo de evaluación, para luego traerlo a valor presente y transformarlo en una anualidad (con el factor de actualización del capital). Conceptualmente, lo anterior significa que el Informe Técnico le reconoció a la empresa un monto de dinero para que al final de la vida útil de las instalaciones pueda reinvertir por un valor equivalente al incluido en el FNDR.

Cabe destacar que no cambia este análisis en función del tiempo que haya transcurrido desde la obtención del FNDR y la vida útil del activo. Lo anterior, debido a que el hecho de que siempre se pague a través de las tarifas una anualidad equivalente a lo necesario para hacer la reinversión cuando la vida útil haya expirado, garantiza que la recaudación de la empresa regulada no implique rentas sobre normales y permita realizar la referida reinversión. En este ámbito, el Panel constata que se trata del mismo tratamiento que reciben los aportes de terceros considerados en la LGSE.

Desde una perspectiva normativa, el Panel comparte lo señalado por la CNE respecto a que la no inclusión explícita del descuento en la Bases Técnicas no impide que este se realice. A juicio

del Panel, el tratamiento otorgado por el Informe Técnico a las inversiones de las empresas financiadas por FNDR es consistente con los principios regulatorios dispuestos en la LGSE, que rige el proceso de determinación de tarifas a clientes finales.

Decisión:

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

5.1.2.2. Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD

Frontel, en el marco de la presente discrepancia, identifica cinco temas principales que fueron objetados a través de observaciones: las tasas de falla, los tiempos de interrupción, el incumplimiento de indicadores, los costos de la generación de respaldo y temas generales de trazabilidad y calidad del modelo utilizado.

La empresa solicita que se determinen las inversiones asociadas al cumplimiento de la referida norma técnica utilizando la metodología que propone al efecto.

La discrepante muestra la inversión para dar cumplimiento a la norma técnica en cada área típica como porcentaje del VNR base de la empresa modelo, y destaca el bajo nivel de inversión que se considera para la empresa modelo del ATD5 (solo un 1,7% extra de inversión en 15 años), a pesar de ser una zona de baja densidad y adversas condiciones tanto climáticas como geográficas para la distribución eléctrica. Agrega que esta baja inversión se explica por la baja tasa de falla aplicada por los criterios definidos en la obtención de dicho valor, y que no se justifica a partir de una alta inversión inicial que deje a la empresa modelo muy cerca de cumplir el estándar.

Según Frontel, la metodología de la CNE ha considerado utilizar las fallas reales de la empresa de referencia del año 2019, y ha realizado un proceso de depuración consistente en la eliminación de algunas fallas de la estadística en función de las causas que gatillan esas fallas. Para la empresa, en la práctica se están descartando fallas en función de la clasificación que cada empresa utilizó al momento de informar la falla. Destaca la discrepante que, como resultado de esta metodología, cuando se comparan las empresas del ATD1 al ATD6 se aprecia que el ATD5 tiene un porcentaje de descuento significativamente mayor al de las otras ATD (que alcanza un 83%). Agrega Frontel que el resultado obtenido por la CNE es contraintuitivo, ya que las empresas más densas tienen mayores tasas de falla que aquellas menos densas, lo que contradice la definición misma de los indicadores que toman en consideración la dificultad de entregar el servicio de distribución en cada zona.

A juicio de la discrepante, es incorrecto el tratamiento que se ha dado a las fallas por "Operación imprevista de equipo" al asociarlo a una falla por defecto de material o equipo, en tanto esta clasificación la usa la empresa de referencia para agrupar interrupciones en que no se logró identificar el origen, por lo que son comparables a las fallas "Origen no determinado", las que sí han sido consideradas en la estadística a utilizar en la empresa modelo. Además, indica Frontel, la CNE no considera ajustes a la tasa de falla para los casos en que la empresa

de referencia tiene menores fallas por efecto de inversiones o gastos realizados, que no son reconocidos por la empresa modelo.

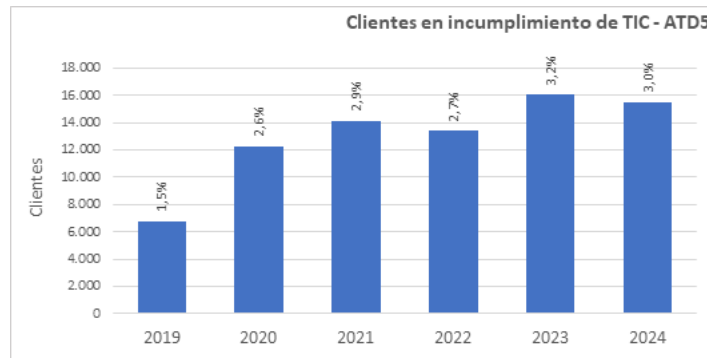
La discrepante solicita que, considerando la materialidad de las falencias identificadas en el modelo, se modifique la tasa de falla definida para la empresa modelo del ATD5, incluyendo las fallas de "Operación imprevista de equipos" con el mismo tratamiento que se dio a las fallas de "Origen no determinado".

Según Frontel, las mejoras en los indicadores de calidad que cada aspecto incorporado en el modelo aporta fueron obtenidas a través de la experiencia de los especialistas del equipo consultor, por lo que no sería posible realizar ningún tipo de trazabilidad a esas mejoras. De manera específica, la discrepante alega que no hay trazabilidad: del hecho de que un determinado tramo de conductor fuera reemplazado por un conductor protegido o soterrado; del cálculo realizado para justificar el tamaño o ubicación de los equipos de generación instalados; de la justificación del incremento de brigadas; y de la determinación de qué clientes se ven afectados por cada iniciativa de mejora de calidad de servicio implementada.

A juicio de la discrepante, se aprecian algunos fenómenos que no tienen una justificación razonable, como por ejemplo que la empresa base diseñada no es construida desde un inicio con el estándar requerido, sino que tiene un importante incremento en su VNR en 2020 para dar cumplimiento a la nueva norma de calidad.

Destaca Frontel que, entre las alternativas para dar cumplimiento a los indicadores de calidad de servicio señalados en la norma técnica, la instalación de generación de respaldo es una de las más utilizadas en la empresa modelo. Al respecto, en opinión de la empresa, tres elementos serían cuestionables: (i) no se demuestra que la agrupación de diferentes puntos que requieren respaldo, que están repartidos a lo largo del alimentador en un número pequeño de generadores, sea una solución factible para mejorar los indicadores de calidad, en particular en zonas más rurales con gran dispersión de los clientes; (ii) el tamaño del generador a utilizar para respaldar la demanda puede resultar muy ajustado, en general se utiliza un 20% de holgura en los generadores de respaldo en la red de distribución, para asegurar la estabilidad de la máquina ante variaciones de requerimiento de demanda; y (iii) el costo considerado para los generadores no es consistente con el costo real de este tipo de equipo.

Frontel plantea que la empresa modelo diseñada no cumple con los estándares de calidad de servicio señalados en la norma técnica para el TIC. Al efecto, presenta la siguiente figura con el porcentaje de clientes en incumplimiento de TIC en el ATD5:



Con respecto a este punto, la discrepante afirma que la CNE incorporó en el COMA de la empresa modelo un ítem de compensaciones para aquellos clientes que estarían fuera de la norma. La discrepante entiende que esto no sería adecuado, pues las bases señalan que la empresa modelo debe ajustarse a todas las normativas vigentes.

Aclara Frontel que, tal como ocurrió con la modelación del Consultor, y como ocurre también con la modelación del Informe Técnico, la modelación desarrollada por GTD (informe que la discrepante adjunta) no permitiría dimensionar una empresa modelo para el ATD5 que cumpla eficientemente con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, a menos que se incorpore infraestructura adicional a un costo que, a juicio de la discrepante, no correspondería trasladar a las tarifas de los clientes finales de estas zonas. Agrega que este aspecto del problema fue responsablemente advertido por las concesionarias de distribución al regulador al momento de discutirse el diseño de la normativa de calidad de servicio para el segmento (hoy vigente).

Según la discrepante, al igual que para el caso de la tasa de falla, para determinar el tiempo de las interrupciones experimentado por la empresa modelo se utiliza una versión depurada de las estadísticas de la empresa de referencia. Al respecto, argumenta que la metodología empleada por la CNE (que detalla) contravendría lo señalado en las Bases en su numeral 3.2, en tanto, al utilizar un *benchmark* y posterior ajuste de las duraciones de falla en función de información de otras áreas típicas se están violando restricciones definidas en las Bases. Al respecto, señala que: (i) el tiempo de la duración de falla está directamente relacionado a la ubicación de los clientes de la empresa modelada, de esta forma, sería lógico que empresas con menor densidad de clientes presenten tiempos mayores de falla; (ii) los tiempos de duración de falla se asocian también con las características geográficas y climáticas de la zona, contexto en que el acceso a zonas de difícil geografía tomará más tiempo y las condiciones climáticas adversas dificultarán tanto el traslado como el trabajo en el sitio de la falla; y (iii) tanto el trazado de caminos como su calidad gatillarán diferencias en los tiempos de falla que tendrá cada empresa.

La discrepante, finalmente propone una metodología alternativa, a partir de una herramienta de análisis de redes de distribución elaborada por GTD, la que se aplica a la red dimensionada por Inecon. Se simula esta red incorporando sucesivamente diversas medidas que permitan ir mejorando la confiabilidad de ésta, considerando una tasa de falla única, hasta que todos

los indicadores (SAIDI, SAIFI, TIC, FIC) queden por debajo de los estándares definidos en la norma. Luego, valora las inversiones asociadas a dichas medidas considerando costos estándares de redes y los precios de equipos contenidos en el Informe Técnico.

Por último, solicita (para AT5) dictaminar que los montos totales de inversión que permiten el cumplimiento del 100% de los índices de interrupciones globales SAIDI y SAIFI exigidos son los que se detallan en la tabla siguiente:

\$ dic 2019	ATD 5
	Inversiones NTDx
2019	8.436.000.000
2020	8.436.000.000
2021	8.436.000.000
2022	8.436.000.000
2023	8.436.000.000
2024	8.436.000.000

Así, el VNR que se debe adicionar a la empresa modelo es el siguiente:

\$ dic 2019	ATD 5
	Adición de VNR
2020	5.328.828.887
2021	4.860.571.170
2022	4.860.571.170
2023	4.707.180.397
2024	4.552.857.578

Lo que, a su vez, se traduce en el siguiente VNR de instalaciones eléctricas más bienes muebles e inmuebles:

\$ dic 2019	ATD 5
	Total VNR
2020	334.445.834.323
2021	335.642.108.326
2022	336.454.489.644
2023	342.053.079.199
2024	347.492.997.457

Adicionalmente, solicita dictaminar el incremento por AEIR consistente con el señalado aumento en VNR.

También solicita dictaminar que los montos de los COyM del ATD5 sean ajustados en los siguientes valores, de manera de reconocer el incremento en generación de respaldo y de descontar el costo reconocido para pago de compensaciones, según la siguiente tabla:

Cambio COyM por Norma Técnica

	MT	BT
2019	\$ -1.954.700	\$ -4.766.833
2020	\$ -24.716.979	\$ -9.225.956
2021	\$ -20.125.812	\$ -10.512.392
2022	\$ -22.614.162	\$ -9.979.880
2023	\$ -18.581.850	\$ -10.510.725
2024	\$ -27.215.734	\$ -10.814.758

La CNE, por su parte, indica que la empresa concluye que se debe corregir el descuento de fallas de la causa 2201 denominada "Operación imprevista de equipo", y que argumenta que la no identificación del origen de la falla se debe a muchas condiciones adversas, tales como geografía, clima o luminosidad (falla nocturna), y que ocurren en zonas de alta ruralidad y difícil clima y acceso, por lo cual solicita incluirlas (prorrrateándolas) entre todas las otras fallas que enfrenta la empresa modelo.

La CNE afirma que en el Informe Técnico, para efectos de la determinación de costos para el cumplimiento de los indicadores de calidad de suministro de la norma técnica, se excluyen aquellas fallas por causas del tipo "fuerza mayor" y "externa", dejando sólo las de tipo "interna". No obstante lo anterior, agrega que a ese subconjunto de fallas que quedan de tipo "interna", se las reclasifica según aquellas que van a VAD o no, conforme se evalúe si estas fallas afectan a la empresa modelo o no.

A juicio de la CNE, en caso de que estas fallas¹ sean incluidas en el VAD, significaría un traspaso directo de mayores costos a tarifas de usuarios, de forma que la "no identificación" de las fallas puede incentivar a la empresa a incrementar este tipo de causas, produciendo un problema de riesgo moral. Respecto de otros argumentos, para la CNE es importante mencionar que la discrepante se refiere a una serie de elementos que finalmente no se materializan en ningún cambio en la solicitud al Panel, las que lista a modo de ejemplo: (i) los tiempos de interrupción, en que para solicitar los costos al Panel mantiene los tiempos de interrupción del Informe Técnico; (ii) los costos de generadores, en que para solicitar los costos al Panel mantiene los mismos valores del Informe técnico; y (iii) sobre temas de trazabilidad no es posible reproducir al menos el cálculo de los indicadores de SAIDI y SAIFI del Anexo "InfAnálisisConfiab_Metodología.doc".

Para la CNE, no obstante todos los argumentos señalados, la empresa sólo discrepó de las tasas de fallas y propuso una metodología alternativa de obtención de costos para cumplimiento de la norma de calidad.

Sobre la base de lo expuesto, la CNE solicita rechazar la discrepancia de Frontel en relación con la determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD.

Con relación a la materia sobre tasas de falla, el Panel estima que es correcto el criterio empleado por la CNE en cuanto a no considerar en la estimación del VAD aquellas fallas cuyo origen no está adecuadamente identificado, como es el caso de las denominadas "Operación imprevista de equipo", que la discrepante solicita que se incorporen en el cálculo. Lo anterior, porque debe ser parte de los incentivos que enfrenta la empresa realizar todos los esfuerzos por identificar las causas de falla, y la inclusión sin un fundamento claro de fallas de este tipo no genera estos incentivos, y pudiese llevar a sobrevalorar el VAD en el futuro. En este ámbito, cabe destacar, además, que según antecedentes entregados por la CNE en la ATD5 las fallas clasificadas como "Operación imprevista de equipos" tiene un valor tanto absoluto como porcentual significativamente superior al promedio del resto de las áreas típicas.

Por otra parte, la petición de Frontel menciona, además de las tasas de falla, la necesidad de cumplir la NTD, tanto en los índices SAIDI y SAIFI como TIC y FIC, sin embargo, la solicitud basada en un estudio de GTD se refiere solo a las tasas de fallas y el cumplimiento de los índices SAIDI y SAIFI. De hecho, el mencionado estudio, de donde se obtienen los números exactos que la discrepante reclama, señala que en la tabla que a continuación presenta "(...) se muestran los resultados de la valorización de todos los proyectos necesarios para el cumplimiento de los indicadores de la NTD, dimensionados para las tasas de falla solicitadas por SAESA al Honorable Panel de Expertos, los cuales permiten el cumplimiento del 100% de los índices de interrupciones globales SAIDI y SAIFI exigidos al año 2020". La referida tabla es la siguiente:

Tipo Inversión	MM\$
Interconexiones	217
Refuerzos	2.515
Reconectores Interconexiones	94
Generación	5.137
Reconectores Generación	473
Total	8.436

Los valores solicitados por la discrepante se centran en el cumplimiento de los índices SAIDI y SAIFI, considerando las tasas de falla pedidas por Frontel. Habiendo ya señalado que el criterio sobre las tasas de falla empleado por la CNE es adecuado, el Panel constata que aquello que corresponda al remanente del monto solicitado está asociado a una modelación alternativa que desarrolló el consultor de la empresa. Al respecto, el Panel ha revisado el informe que adjunta la discrepante y observa que su alcance no contempla un análisis razonado del origen de las diferencias entre los resultados del Informe Técnico y del estudio del consultor de la empresa, lo que no permite comparar ambas soluciones.

En efecto, sobre el alcance del estudio que acompaña la discrepante, el documento establece que el trabajo "(...) se realiza solo con el objetivo de observar los resultados de la valorización

del Estudio de VAD del IT de la CNE, por concepto de cumplimiento de los estándares de interrupciones de la NTD, y no considera una revisión y corrección del dimensionamiento y costos de las instalaciones eficientes de dicho estudio”.

Sobre la base de lo expuesto, el Panel concluye que los antecedentes entregados por la discrepante son insuficientes para fundamentar una crítica a la modelación realizada en el Informe Técnico.

Decisión:

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

Prevención del integrante Claudio Gambardella Casanova

El integrante que suscribe esta prevención concuerda con el sentido del dictamen, pero estima que los argumentos para rechazar la petición de la discrepante se fundamentan en las consideraciones que se expresan a continuación.

(i) La CNE ha presentado suficiente evidencia acerca del tratamiento que hace la SEC de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, con ocasión de interrupciones del suministro eléctrico causadas por el no cumplimiento de los indicadores contenidos en la NTD y signados con las abreviaciones TIC y FIC;

(ii) De las presentaciones tenidas a la vista, que incluye un informe de la propia SEC, resulta evidente, a juicio de quien suscribe, que las compensaciones reguladas en la Ley N°18.410 representan, en este caso, una manera alternativa para cumplir con un estándar establecido en la norma técnica respectiva;

(iii) En ese contexto, las compensaciones no cumplen el rol de una sanción, sino que constituyen una contraprestación económica prefijada y objetiva (con independencia de la responsabilidad de la concesionaria), cuyo pago implica una forma de cumplimiento alternativo (y lícito) de un estándar establecido en la NTD. No existe, como en el caso de la sanción (expresada generalmente a través de una multa), ni circunstancias agravantes ni atenuantes, ni la facultad de la SEC para analizar circunstancias de hecho en un procedimiento administrativo sancionador. En efecto, la compensación, a diferencia de la sanción, no busca determinar conductas (en este caso, poner fin a las interrupciones fuera de rango, como sí ocurre en el caso de las interrupciones SAIDI y SAIFI);

(iv) En ese orden de consideraciones, el integrante que suscribe, estima que las compensaciones son y serán, con una alta probabilidad, la manera en que las empresas cumplirán con la obligación derivada de las interrupciones del suministro eléctrico que se produzcan en la práctica, dado que esa es la manera más eficiente de cumplir con el estándar establecido por la norma, en contraposición a acometer las inversiones necesarias para no tener interrupciones del tipo TIC y FIC;

(v) El suscribiente no divisa ni razones técnicas, ni jurídicas ni regulatorias que impidan traspasar a la empresa modelo decisiones y prácticas económicas costo eficientes (y permitidas por el ordenamiento legal) desde la empresa real;

(vi) Lo anterior, máxime si las empresas concesionarias han sido informadas con toda claridad de que el pago de las compensaciones será considerado suficiente como para dar por cumplido el estándar de interrupción de suministro eléctrico, dado el pronunciamiento formal de la CNE y la SEC en el sentido señalado.

5.1.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido ninguna de las dos 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 Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

5.2. 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.

5.2.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo los siguientes montos (en pesos):

2019	1.118.557.467
2020	99.229.606
2021	-110.379.837
2022	-125.770.862
2023	-181.139.301
2024	-190.077.218

Alternativa 2: Rechazar solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

5.2.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B "Costo de Operación y Mantenimiento", Frontel plantea las siguientes dos materias en relación con el ATD N°5: (i) Costos óptimos de control del hurto; y (ii) COyM asociados a las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la calidad de servicio.

5.2.2.1. Costos óptimos de control del hurto

Esta materia, articulada en torno a un modelo de optimización conjunta de hurtos y costos de control de hurtos, fue analizada en la categoría D Pérdidas Medias del ATD5 de esta discrepancia. Dicho modelo arroja como resultado el mínimo valor (óptimo) de la suma entre los hurtos valorados y el costo de control de hurtos.

Dada esa optimización conjunta, el Panel accedió a la solicitud de la empresa, conformada por una trayectoria de pérdidas por hurto y una trayectoria de costos de control de hurtos, para el periodo 2020-2024.

En ese contexto, el Panel accede a esta solicitud de Frontel en la categoría B para el ATD5, consistente en una trayectoria de costos por control de hurtos, que se muestra en la siguiente tabla. Los valores están en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
3.557.938.261	2.577.302.047	2.489.649.214	2.531.813.545	2.493.402.025	2.493.402.025

Los montos que deben agregarse a los ya considerados en el Informe Técnico por este concepto, son los que se indican a continuación, en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.125.279.000	133.172.541	-79.741.633	-93.176.820	-152.046.726	-152.046.726

Decisión:

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

5.2.2.2. COyM asociados a las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD

En la categoría A, Frontel, junto con solicitar un monto de inversión para el cumplimiento del 100% de los índices de interrupciones exigidos por la normativa, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

Cambio costos OyM por Norma Técnica

	MT	BT
2019	\$ -1.954.700	\$ -4.766.833
2020	\$ -24.716.979	\$ -9.225.956
2021	\$ -20.125.812	\$ -10.512.392
2022	\$ -22.614.162	\$ -9.979.880
2023	\$ -18.581.850	\$ -10.510.725
2024	\$ -27.215.734	\$ -10.814.758

Al respecto, dado que el Panel no accedió a esta materia como inversión en la categoría A, tampoco accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

5.2.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos de control de hurtos. Atendido que el valor asociado a esta materia es más cercano a la posición de la empresa en la categoría, 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:

Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo los siguientes montos (en pesos):

2019	1.118.557.467
2020	99.229.606
2021	-110.379.837
2022	-125.770.862
2023	-181.139.301
2024	-190.077.218

5.3. 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.

5.3.1. Alternativas categoría C

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que los costos considerados para los procesos de Lectura y Reparto sean los siguientes. Valores en pesos.

2019	607.689.689
2020	620.564.092
2021	637.870.496
2022	645.685.842
2023	652.186.554
2024	656.254.982

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

5.3.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C "Costos Fijos Independientes del Consumo", Frontel plantea la siguiente materia en relación con el ATD N°5: Costos de Lectura y Reparto

5.3.2.1. Costos de Lectura y Reparto

Frontel discrepa de los valores unitarios para la Lectura de medidores y para el Reparto de boletas definidos en el Informe Técnico, debido a que a su juicio serían insuficientes para solventar las mencionadas actividades.

La empresa afirma que para ambos procesos se considera el costo unitario correspondiente al ATD4 (que tiene como empresa de referencia a CGE Distribución), cuyas características y situación distan de la realidad en que están inmersas las empresas de las ATD5 y ATD6. Por lo tanto, agrega, se solicita que se considere para las empresas modelo del ATD5 y ATD6 un costo unitario de Lectura y Reparto diferente al informado por la empresa de referencia del ATD4, de manera que refleje la realidad demográfica y geográfica de las empresas de estas áreas típicas.

Frontel indica que en el Informe Técnico se determinan los costos de Lectura y Reparto a partir de la cantidad de medidores proyectados para cada año para la empresa modelo, y de un costo unitario para Lectura y otro costo unitario para Reparto. Agrega que, si bien el modelo permite diferenciar los costos de Lectura entre zonas urbanas y rurales, y por tipo de medidor (simple, demanda y horario), la implementación realizada por la CNE considera para el ATD5 y ATD6 el mismo valor para zonas urbanas y rurales, y para todos los tipos de medidores. Lo

mismo ocurre con el Reparto, donde el modelo permite diferenciar el costo de Reparto entre zonas urbanas y rurales, pero la implementación supone que ambos costos son idénticos.

La empresa presenta una tabla con los valores utilizados para Lectura y Reparto en las distintas ATD y el criterio utilizado por la CNE para definir estos datos. Advierte que se considera aplicar los valores de la empresa de referencia del ATD4 en las ATD5 y ATD6, así como a las ATD3 y parcialmente en el ATD8, mientras que utiliza la información de los propios contratos para las ATD1, ATD4, ATD10, ATD11 y parcialmente para el ATD8, mientras que para las ATD2 y ATD9 no señala la fuente de información utilizada. Según Frontel, este sería un tratamiento diferenciado no justificado, que debería corregirse en orden a generar un proceso apegado a las Bases.

Señala que, para poder aplicar estos precios a otra ATD, debería cumplirse que tanto la proporción de ruralidad (densidad de clientes) como las economías de escala (cantidad de clientes) sean similares.

En este contexto, la concesionaria afirma que la ruralidad de las ATD5 y ATD6 dista de la ruralidad del ATD4. Frontel presenta unos gráficos en los que se aprecia que el ATD4 cuenta para el año 2019 con un 35% de medidores clasificados como rurales, mientras que las ATD5 y ATD6 cuentan con un 86% y 96%, respectivamente.

La discrepancia manifiesta que una situación similar se produce en la cantidad de clientes por kilómetros de líneas en alta y BT. Señala que en MT la ATD4 tiene 94 clientes/km, en tanto las ATD5 y ATD6 tienen 36 y 20 clientes/km, respectivamente. En el promedio total de clientes, la ATD4 tiene 45,8 versus 20,3 y 11,7 de la ATD5 y ATD6, respectivamente.

La empresa señala que el ATD5 tiene un 15,1% y el ATD6 un 12,4%⁷ de la cantidad de medidores que tiene el ATD4, implicando que, por economías de escala que se generan en éstos, CGE puede obtener precios unitarios menores.

Frontel sostiene que la CNE interpretaría que la empresa de referencia del ATD4 es una buena referencia para definir los costos de Lectura y Reparto de las empresas del ATD5 y ATD6 porque es una empresa que tiene muchas realidades a lo largo del país, y que, aun eliminando los datos de la Región Metropolitana, los costos de Lectura y Reparto del ATD4 no cambiarían significativamente. Al respecto, muestra un gráfico en el que advierte que el porcentaje de clientes BT rurales del ATD5 y ATD6 dista mucho de lo observado para el ATD4, y resulta más similar a lo observado en las ATD de la 8 a la 12.

En relación con los argumentos de la CNE, la concesionaria indica que eliminar la RM para considerar sólo el costo en regiones no tendría efecto ya que en el resto de las regiones CGE atiende zonas de mayor densidad que las empresas del ATD5 y ATD6. A continuación muestra una tabla en que observa que la empresa de referencia del ATD4 atiende en cada región un porcentaje bajo de clientes rurales en comparación con las empresas del ATD5 y ATD6. Destaca que el ATD4 atiende en cada región a un porcentaje de clientes rurales que oscila entre el 0% y el 73%, mientras que las ATD5 y ATD6 tienen porcentajes de clientes rurales

⁷ Fuente: Anexo 4 del Informe Técnico.

que van entre el 79% y el 100%. Detalla que hay regiones (Región de la Araucanía) en las que hay clientes tanto en el ATD4 como en el ATD5, sin embargo, el ATD4 tiene un 34% de sus clientes rurales en esa región, mientras que el ATD5 tiene un 100% de clientes rurales. Añade que lo mismo sucedería con el ATD6, donde en la Región del Bío Bío el ATD4 tiene un 8% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 90%, en la Región de la Araucanía el ATD4 tiene un 36% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 100% y en la Región del Ñuble el ATD4 tiene un 32% de ruralidad, mientras que el ATD6 tiene un 100%.

De lo anterior concluye que, si bien el ATD4 tiene presencia en varias regiones del país, atiende a las grandes ciudades y zonas mayormente urbanas de cada región, por lo que su realidad no sería comparable con la de las ATD5 y ATD6 que, si bien atienden a algunas comunas de mayor tamaño, en su mayoría atienden zonas rurales con menor densidad de clientes.

Para determinar un costo de Lectura y Reparto para las áreas ATD5 y ATD6, la empresa propone una metodología basada en los costos totales por el servicio de Lectura y Reparto para las empresas de referencia de esas áreas típicas y emplea una prorrata en función de lo presentado en el Informe Técnico, para las otras ATD, de modo de definir la proporción de ese costo que se asocia al proceso de Lectura y la proporción que se asocia al proceso de Reparto.

Frontel obtiene la proporción entre costos de Lectura/Reparto para las ATD en que fue considerado el valor informado de los contratos y calcula que el costo de la Lectura es 4,8 veces mayor en promedio al costo del Reparto. Luego utiliza los antecedentes de facturación real de las empresas de referencia para el año 2022, reajustados a moneda de diciembre 2019 y convertidos a un valor unitario, para obtener los costos por actividad (considerando los costos y número de actividades reales) además de la prorrata para separar los costos unitarios de los procesos de Lectura y Reparto.

La empresa valoriza el costo de Lectura y Reparto como el mínimo valor entre los costos efectivos de las empresas de referencia y los valores obtenidos de la correlación con los datos de todas las empresas de referencia de las que se utilizó información real.

Con respecto a la utilización de información del año 2022, argumentada por la CNE, la concesionaria afirma que ella se complementa con los datos desde 2019 en adelante. Según muestra en un gráfico, el valor propuesto definido a partir de los costos unitarios mensuales mínimos de 2022 estaría bien alineado con los costos de años anteriores, de manera que el valor propuesto no sería diferente de los valores medios de 2019.

La distribuidora refiere que aplicando su metodología ha obtenido los siguientes costos unitarios:

ATD	Lectura	Reparto
	(\$/actividad)	(\$/actividad)
ATD 5	311,3	64,6
ATD 6	370,8	77,0

Considerando esos valores, Frontel solicita se dictamine que los costos de Lectura y Reparto de la empresa modelo para el ATD5 se incrementen con respecto a los considerados en el Informe Técnico de la CNE por los siguientes montos:

ATD 5	Lec. de Medidores (Simple)	Lec. de Medidores (Dda. Máxima)	Lec. de Medidores (Dda. Horaria)	Reparto de Boletas	Total
2019	\$ 741.635.827	\$ 4.196.455	\$ 5.920.062	\$ -144.062.654	\$607.689.689
2020	\$ 757.405.378	\$4.262.994	\$ 6.010.460	\$ -147.114.740	\$620.564.092
2021	\$778.661.523	\$4.332.904	\$ 6.093.571	\$ -151.217.502	\$637.870.496
2022	\$788.308.403	\$4.345.728	\$ 6.101.967	\$ -153.070.256	\$645.685.842
2023	\$796.341.103	\$4.351.394	\$ 6.105.412	\$ -154.611.355	\$652.186.554
2024	\$801.394.326	\$ 4.342.549	\$ 6.093.949	\$ -155.575.841	\$656.254.982

La Comisión señala que la construcción de los valores utilizados por el Consultor en su modelo para el ATD4, utilizado para el ATD5, corresponde a un promedio ponderado de diversos contratos regionales tanto para lectura como para reparto con un resultado de 170,3 \$/actividad y 94,7 \$/actividad, respectivamente y \$265,0 en total. Agrega que, si se eliminara la RM para considerar únicamente el costo en regiones, se llegaría a un resultado de 172,9 \$/actividad y 96,1 \$/actividad, respectivamente y \$269,0 en total. Indica que cada uno de estos contratos está ponderado por el número de clientes regionales, siendo el mínimo 77.448 para la Región de Arica y Parinacota, y el máximo 386.638 para la Región del Maule. Para el año base el ATD5 tiene 452 mil clientes. Para la CNE lo anterior evidenciaría que no existe un problema de escala en la consideración de la información.

Por otro lado, prosigue, el Grupo Saesa informó un gasto anual para el año 2019 correspondiente a "Lectura de Medidores" de \$314.979.539 y de \$315.058.583 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 61,2 \$/actividad y 61,3 \$/actividad, respectivamente, y \$122,5 en total.

Añade que en el archivo Costos de Explotación de la SEC para el año 2019 se obtiene un gasto anual para "Lectura de Medidores" de \$758.278.752 y de \$758.395.171 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 147,4 \$/actividad y 147,5 \$/actividad, respectivamente y \$294,9 en total.

La CNE destaca que los costos presentados por la discrepante corresponden al año 2022, indexados a precios 2019, información que a la fecha no se encuentra revisada por la SEC en su proceso de Costos de Explotación 2022, por lo que sostiene no corresponde a información verificable. Afirma que al ser el año base del estudio el 2019, se entiende que la información a utilizar, en caso de estar disponible, es la de ese año y no información posterior con ajustes monetarios.

Finalmente, señala que los montos presentados en el Estudio del Consultor para el ATD5 se ajustan a contratos con características y tamaños similares a la de la discrepante. Adicionalmente, prosigue, la solicitud tendría como resultado un aumento de un 27% en los costos de Lectura y Reparto respecto a lo informado a la SEC en el proceso de Costos de explotación de 2019 y un 67% respecto de lo informado en respuesta al Oficio CNE N° 726/2020.

El Panel tiene presente que los costos de las actividades de Lectura de medidores y el Reparto de las boletas están asociados con la densidad y cantidad de clientes del área en análisis.

Para la determinación de los costos de Lectura y Reparto en la empresa modelo, la CNE asimiló el costo unitario del ATD4 (concesionaria CGE) a las ATD5 (Saesa) y ATD6 (Frontel). Lo anterior ha sido objetado por la discrepante señalando que existen diferencias importantes entre dichas áreas en lo relativo a la ruralidad (requiere mayores desplazamientos) y a la cantidad de clientes (no se obtienen economías de escala comparables).

La empresa ha presentado una metodología para determinar costos de las actividades de Lectura y Reparto, basada en la información de costos de Lectura y Reparto de las empresas que informaron contratos en el año 2022 y de la respectiva facturación de ese año de la empresa de referencia del ATD5, actualizados al año 2019. De los costos unitarios mensuales así calculados la discrepante adoptó el costo mensual mínimo de Lectura y de Reparto para cada área técnica resultando los siguientes valores:

ATD	Lectura	Reparto
	(\$/actividad)	(\$/actividad)
ATD 5	311,3	64,6
ATD 6	370,8	77,0

El Panel tiene presente que los referidos costos obtenidos por la empresa, con información al año 2022 que aún no ha sido revisada por la SEC, difieren significativamente de los costos que la CNE determinó a partir de la información que el Grupo Saesa entregó para el ATD5, como respuesta al Oficio CNE N° 726/2020, cuyo objetivo era contar con mejores antecedentes para el presente proceso. En efecto, dichos costos alcanzan a \$61,3 y \$61,2, por Lectura y Reparto, respectivamente, información que no ha sido controvertida por la concesionaria

Por otra parte, los costos unitarios que se le han asignado a las ATD5 y ATD6, en el Informe Técnico, son de \$170,3 para Lectura y de \$94,6 para Reparto. En ambos casos, ya sea urbana o rural.

En consecuencia, dada la inconsistencia de la información tenida a la vista, el Panel rechazará la petición de Frontel.

Decisión:

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

5.3.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos por Lectura y Reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C:

Rechazar solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

5.4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D “Pérdidas Medias”, Frontel plantea las siguientes dos materias en relación con el ATD N°5: (i) Hurto residual; e (ii) Incobrables.

Estas fueron planteadas por Frontel en los mismos términos de Saesa. A su vez, esta última presentó en esta categoría solo estas mismas dos materias.

Por su parte, la CNE entrega sus argumentos de manera conjunta para la ATD5 y la ATD6, por lo que estos son válidos en este caso tanto para Saesa como para Frontel.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Saesa en esta categoría, en el contexto del ATD5. El dictamen se incluye a continuación.

5.4.1. Dictamen

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 D:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD5:

Año	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0158	1,0188	1,0177	1,0612	1,0622	1,0706
2020	1,0216	1,0232	1,0235	1,0882	1,0887	1,0976
2021	1,0187	1,0214	1,0208	1,0642	1,0651	1,0735
2022	1,0178	1,0207	1,0198	1,0604	1,0617	1,0697
2023	1,0179	1,0209	1,0199	1,06	1,0615	1,0692
2024	1,018	1,0212	1,0201	1,0588	1,0607	1,0681

5.5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría E “Indexación”, Frontel plantea la siguiente materia en relación con el ATD5: Indexación.

Frontel plantea esta discrepancia para el ATD5 en los mismos términos que hizo Saesa. Por otra parte, los argumentos en los que la CNE funda su posición son también los mismos.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Saesa. El dictamen se incluye a continuación.

5.5.1. Dictamen

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 D del ATD5:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados:

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

6. FRONTEL: ÁREA TÍPICA N°6

6.1. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

6.1.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo ATD6 los siguientes montos de inversión (en pesos).

2019	46.595.558.820
2020	46.691.252.722
2021	46.750.488.369
2022	46.815.739.950
2023	46.848.825.249
2024	46.881.908.602

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Frontel plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD6: (i) Vano medio utilizado por la empresa modelo; (ii) Costos de Inversión TI Macro; y (iii) Medidores de Transferencias Económicas.

6.1.2.1. Vano medio utilizado por la empresa modelo

Frontel discrepa de los vanos medios de red considerados en el Informe Técnico. Sostiene que la empresa modelo está diseñada con redes cuyos módulos constructivos presentan eficiencias inalcanzables. Agrega que, en particular, la cantidad de postes y estructuras asociadas son insuficientes para soportar los conductores y cumplir con las exigencias normativas.

La discrepante indica que la Comisión acogió en su oportunidad parcialmente sus observaciones sobre esta materia, razón por la cual plantea en la presente discrepancia tres solicitudes, relacionadas con vanos medios: urbano mixto y BT; rural mixto y BT; y rural MT.

Según Frontel, los módulos con los que el Consultor diseñó la empresa modelo no cumplirían con una serie de exigencias normativas establecidas en las Bases Técnicas y que, sin embargo, se declaran como cumplidas en el Informe Técnico. En particular, agrega que dichos módulos contemplan una cantidad de postes por kilómetro de conductor que considera insuficiente.

Saesa resume en el cuadro siguiente los vanos medios incluido en el Informe Técnico y los que solicita en esta discrepancia, tanto para la ATD5 como para la ATD6.

Vano Medio [metros]		Informe Técnico		Solicitud Discrepancia	
		ATD 5	ATD 6	ATD 5	ATD 6
Urbano	MT	50	65	-	-
	Mixta	50	60	40	40
	BT	35	40	-	-
Rural	MT	100	100	76 (***)	77 (***)

	Mixta	50	60	40 (*)	40 (*)
				50 (**)	50 (**)
	BT	50	60	40 (*)	40 (*)
				50 (**)	50 (**)

Notas: (*) Preensamblado BT trifásico (**) Preensamblado BT monofásico y bifásico (***) Valor promedio solicitado

• Módulos Urbano Mixto y BT

Según la discrepante, el vano medio urbano utilizado por la CNE en zonas con redes de BT, ya sea puras o mixtas, de 50 metros para el ATD5 y de 60 metros para el ATD6, sería inconsistente con la distancia entre postes considerada para redes BT, pese a que ambos módulos comparten la función de sustentar estas redes. Agrega que, para las redes urbanas BT del ATD5, el módulo correspondiente considera 35 metros, frente a los 50 metros de las redes mixtas; y para el ATD6, considera 40 metros, frente a los 60 metros de las redes mixtas. A su juicio, no es entendible que la CNE haya adoptado distintos criterios para redes BT puras y para aquellas que comparten postación con redes MT.

Sostiene además que las redes resultantes no cumplirían con varias exigencias dispuestas en los Pliegos Técnicos RIC del 1 al 17 de la SEC. En particular incumplirían el RIC N°01 "Empalmes", que en el punto 7.1 dispone que las acometidas, en ningún caso podrán atravesar propiedades vecinas, con excepción de aquellas en las que exista servidumbre de paso.

Asimismo, continúa la concesionaria, la solución de la empresa modelo no cumpliría con el Pliego RPTD N°07, pues para vanos superiores a 40 metros, no se cumpliría con la exigencia de altura mínima al suelo.

Frontel sostiene que la respuesta de la CNE en esta materia, en la que afirmó que: "Se mantienen los módulos de redes urbanas de la ATD6, ya que tienen vanos comparables con aquellos de la Empresa Real en las mismas zonas", no sería correcta, toda vez que más del 90% de la red de la empresa de referencia se encontraría construida con vanos de una distancia menor a 50 metros.

La discrepante afirma que al considerar una distancia de 50 metros entre postes se incumplirían normas relativas al alumbrado público ya que la calzada no tendría un correcto espaciado de las luminarias creándose espacios oscuros entre ellas.

• Módulos Rural Mixto y BT

Frontel señala que tanto para redes rurales mixtas como para redes BT, se están considerando vanos medios mixtos en promedio de 50 metros para el ATD5 y de 60 metros para el ATD6. Agrega que estas instalaciones sirven a clientes finales en BT, por lo que la distancia para abastecerlos debiese ser consistente con lo utilizado en redes urbanas. Agrega que esta consistencia es necesaria pues la ruralidad del Informe Técnico está definida por comuna, y no a nivel del radio urbano de cada comuna por lo que se incluyen zonas urbanas, en las que

el vano no puede ser de 50 o 60 metros. Asimismo, prosigue, para las redes rurales con instalaciones en BT, ya sean mixtas o BT puras, las exigencias indicadas para redes urbanas son igualmente válidas.

Por lo anterior, indica que la solicitud para redes rurales varía en función de los antecedentes de la empresa real. Al respecto, en la siguiente tabla muestra el vano medio para redes BT separadas por redes monofásicas y trifásicas, para el conductor preensamblado.

Vano Medio Preensamblado BT [metros]	Frontel	Saesa
Monofásico	50	47
Trifásico	29	28

La discrepante indica que el vano medio a solicitar en redes rurales se complementa con lo planteado para redes urbanas, utilizando el valor más conservador de la tabla anterior. En esta materia, solicita un vano medio de 50 metros en redes de preensamblado monofásico y de 40 metros en redes de preensamblado trifásico que tienen mayor flecha.

• Módulos Rural MT

Frontel indica que en este caso se han utilizado vanos medios de 100 metros en ambas áreas típicas. Agrega que, en promedio, se usan 90 metros para el ATD5 y 92 metros para el ATD6.

La empresa explica que se solicitó a la empresa de ingeniería *WOR Electrical Engineering Solutions* (WOR) una memoria de cálculo de vanos permisibles en postes de hormigón, para conductores de variados calibres para redes MT. Agrega que esta consultora utilizó la herramienta PLS CADD para calcular el momento máximo transversal del poste de hormigón, considerando las características del cable y las condiciones de carga más exigentes. Manifiesta que las principales características ambientales para realizar el cálculo vienen definidas en el Pliego RPTD N°7 que establece los requisitos de seguridad de líneas eléctricas.

Los resultados de este estudio se presentan en la siguiente tabla, en la que se muestra el vano máximo para diferentes requerimientos de conductor y zonas geográficas.

	Vano máximo			
conductor	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV
300 mm2 protegido	33,34	43,51	58,68	43,51
185 mm2 protegido	51,46	61,87	77,42	61,87
300 mm2 protegido + BT	24,95	32,57	43,95	32,57
35 mm2 protegido	54,65	71,35	96,34	67,76

A la luz de los resultados del estudio, la empresa sostiene que si se utilizaran los vanos de 100 metros para módulos MT rurales del Informe Técnico de la CNE, no se cumpliría con la altura mínima del Pliego RPTD N°07. Afirma que, para un vano de 100 metros, un conductor de aluminio, trifásico y protegido tendría una flecha de 8,3 metros, con lo que en su punto

más bajo el conductor estaría solamente a 1,43 m sobre el suelo, lo que incumpliría la normativa.

Agrega que los valores resultantes los comparó con los vanos medios de las redes de la empresa de referencia del ATD5 de dos sectores rurales diferentes, obteniéndose vanos de 44.9 metros y 57.4 metros.

- **Vanos medios de las empresas de referencia**

Frontel afirma que la empresa modelo tiene la mayor parte de su red trifásica, (aproximadamente un 80%) con conductor de aluminio, protegida y de 35 mm² o más. Señala que al analizar los conductores de las mismas características de las empresas de referencia de las ATD5 y ATD6, se aprecia que éstas tienen vanos medios menores al promedio considerado para la empresa modelo.

Según la discrepante, la empresa de referencia tiene mayoritariamente vanos menores a 75 metros en tanto que la empresa modelo utiliza principalmente en sus redes vanos mayores a 100 metros. Por lo anterior, a juicio de Frontel, la aseveración de que en la empresa de referencia es factible usar vanos de 100 metros no sería correcta, toda vez que su utilización en los calibres y tipos de conductores utilizados por la empresa modelo es más bien acotada a casos puntuales (43,1 km tienen vano mayor a 100 metros en ATD5 y 24,6 km tienen vano mayor a 100 metros en ATD6, para calibres comparables a los de la empresa modelo).

Luego Frontel se refiere a las argumentaciones de la CNE, basadas en comparaciones entre la realidad de la empresa de referencia, a partir de datos del VNR 2018 y los vanos utilizados para definir la empresa modelo. La discrepante sostiene que esa comparación es incorrecta por lo siguiente: (i) los conductores de la empresa de referencia son diferentes a los de la empresa modelo; (ii) la CNE no considera en su cálculo los postes mixtos, lo que implicaría sobreestimar el vano BT; y (iii) no correspondería comparar el vano medio de la red MT de la empresa de referencia con el de la red mixta de la empresa modelo, debido a que la red MT pura puede tener vanos significativamente mayores pues no está limitada por la ubicación de los clientes.

Según la concesionaria, una comparación más adecuada, además de la densidad de la comuna, debe considerar las características de los conductores.

Al respecto, la discrepante realiza sus propios cálculos considerando valores totales, realizando diversas correcciones, sin diferenciar por tipo de conductor o calibre, concluyendo que los resultados muestran diferencias importantes con lo señalado por la CNE, según se muestra en las siguientes tablas, en la que además de los valores de vanos urbanos y rurales determinados por Saesa, se muestran los obtenidos por la CNE. Los valores están expresados en metros.

Vano medio zonas de media y alta densidad, en metros

Vano	ATD5		ATD6	
	Saesa	CNE	Saesa	CNE
Medio MT	45	49	32	78
Medio BT	29	48	26	69

ATD5: zonas de baja y muy baja densidad		
Vano	Saesa	CNE
Medio MT	77	77
Medio BT	47	75

ATD6: zonas de baja y muy baja densidad		
Vano	Saesa	CNE
Medio MT	81	81
Medio BT	56	85

Frontel atribuye estas diferencias a que la CNE sigue comparando vanos totales de una empresa que tiene conductores de otro tipo, que no ha realizado corrección alguna al cálculo del vano BT para considerar la postación mixta y que compara conductores mixtos con una mezcla de conductores MT y mixtos de la empresa real.

Respecto de los tipos de conductores, destaca las siguientes diferencias:

- en el tipo de red usada, en que la empresa modelo tiene más de un 87% de sus redes protegidas en el ATD5 y un 91% en el ATD6, mientras que en la empresa de referencia el porcentaje de red protegida es menor al 28% en el ATD5 y al 23% en el ATD6;
- en cuanto a los materiales de los conductores, la empresa modelo cuenta con más de un 99% de conductores de aluminio tanto en el ATD5 como en el ATD6, mientras que la empresa de referencia tiene más de un 70% de conductores de cobre, llegando incluso a un 85% de conductores de cobre en la red MT del ATD6;
- con respecto a las fases, en la empresa modelo del ATD5 más de un 60% de su red BT es trifásica, mientras que la empresa de referencia tiene un 70% de red monofásica. Por su parte, la empresa modelo del ATD6 tiene un 47% de su red BT trifásica, mientras que la empresa de referencia tiene un 82% de red monofásica, y una situación análoga se observaría en la red MT donde la empresa modelo tiene alrededor de un 85% de su red trifásica, mientras que las empresas de referencia tienen un 49% en el ATD5 y un 29% en el ATD6; y

- la red BT presenta calibres similares en tanto que la red MT de la empresa modelo, tanto del ATD5 como del ATD6 está compuesta mayormente por conductores de 35 mm², mientras que en la empresa de referencia predomina el conductor de 13 mm².

De lo anterior Frontel concluye que sería erróneo intentar homologar el vano medio de la empresa modelo con el vano medio de la empresa de referencia, debido a que la primera utiliza en general conductores de mayor peso y diámetro (por ser protegida, trifásica y de mayor calibre) y a la vez de características mecánicas más restrictivas (aluminio versus cobre).

A continuación, la discrepante indica que los módulos utilizados por la CNE para definir la red base de la empresa modelo consideran el mismo vano, y el mismo tipo de poste (H3), con independencia del calibre del conductor y de la cantidad de fases del tramo, lo que a su juicio atentaría con el cumplimiento normativo y/o de eficiencia imperante en toda la metodología.

Frontel presenta los cuadros que siguen con el resultado de los vanos máximos calculados por su consultor (WOR) y el de la CNE (SyS).

Vano máximo (m):

WOR (Poste 11.5m 300kgf)	Zona	
	II	III
300 mm ² protegido	43,51	58,68
185 mm ² protegido	61,87	77,42
300 mm ² protegido + BT	32,57	43,95
35 mm ² protegido	71,35	96,34

SyS (Poste 11.5m 700kgf)	Zona	
	II	III
300 mm ² protegido	60	80
185 mm ² protegido	75	100
300 mm ² protegido + BT	40	50
35 mm ² protegido	95	95

De estos cuadros la discrepante concluye que, más allá de las diferencias en los vanos calculados por cada consultor, los vanos máximos teóricos para los diferentes conductores dependen del calibre de éstos, y no pueden ser iguales, como se ha considerado en los módulos de diseño para la empresa modelo.

Frontel sostiene que en el estudio de ingeniería solicitado por CNE se observa que los diámetros de conductor utilizados son bastante más bajos que los presentados en el informe de WOR, pudiendo deberse a las capas de protección consideradas, por ejemplo, bicapa o tricapa. Indica que para el conductor de aluminio protegido trifásico de 35 mm² WOR consideró un diámetro de 23,29 mm en tanto que SyS de 15,1 mm. Para el de 300 mm², 38 y 28,8 mm, respectivamente.

Agrega que el diámetro del conductor es una característica relevante para calcular la carga que deben soportar las crucetas, la que no es recogida por el sistema de cuentas de SEC, por lo que no sería posible identificar cuál es el utilizado por la empresa modelo.

Solicitud 1: Módulos Urbano Mixto

Frontel solicita que para los módulos urbano mixto en la ATD6 se contemple un vano medio de máximo 40 metros, adicionando los siguientes costos de inversión (en pesos de diciembre de 2019):

\$ dic 2019	ATD6
	Urbano Mixto
2019	4.732.136.406
2020	4.742.541.230
2021	4.742.541.230
2022	4.742.541.230
2023	4.742.541.230
2024	4.742.541.230

Solicitud 2: Módulos Rural Mixto y Rural BT

Frontel solicita que para los módulos rural mixto y rural BT se utilice un vano medio de máximo 40 metros para conductor trifásico preensamblado BT y de máximo 50 metros para conductor monofásico y bifásico preensamblado BT, agregando al ATD6 los siguientes costos de inversión:

\$ dic 2019	ATD6			
	Rural Mixto	Rural BT 1F	Rural BT 2F	Rural BT 3F
2019	14.822.434.194	978.042.428	818.510.116	4.734.615.528
2020	14.836.549.901	978.408.505	818.876.521	4.751.137.280
2021	14.836.549.901	978.652.118	819.009.401	4.756.312.195
2022	14.836.609.006	978.807.145	819.631.914	4.758.995.875
2023	14.836.609.006	979.173.462	819.742.647	4.760.721.022
2024	14.836.609.006	979.516.987	820.177.305	4.763.769.494

Solicitud 3: Módulos Rural MT

Frontel solicita que para los módulos rural MT se utilice un vano medio acorde al conductor según la siguiente tabla, lo que se traduce en los aumentos del costo total de inversión que se muestran en la tabla subsiguiente.

conductor	Vano máximo			
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV
300 mm ² protegido	33,34	43,51	58,68	43,51
185 mm ² protegido	51,46	61,87	77,42	61,87
300 mm ² protegido + BT	24,95	32,57	43,95	32,57
35 mm ² protegido	54,65	71,35	96,34	67,76

\$ dic 2019 ATD6

Rural MT

2019	13.564.323.179
2020	13.578.325.361
2021	13.596.692.449
2022	13.625.792.627
2023	13.625.792.627
2024	13.625.792.627

La Comisión, por su parte, señala que para verificar adecuadamente la composición de postes de la empresa modelo, en el contexto de una modelación por módulos como la realizada en el proceso VAD conforme a lo dispuesto en las Bases, no sería correcto realizar un análisis de zonas geográficas particulares de la empresa. Agrega que el objetivo del diseño por módulos es que representen cantidades promedio de elementos que, en el global, permitan dimensionar adecuadamente los costos de la empresa modelo, y no realizar un ejercicio detallado de ingeniería.

Explica que el Informe Técnico define módulos rurales y módulos urbanos, los cuales se aplican según la clasificación de la comuna en la que se esté diseñando la red. En efecto, prosigue, la cantidad de postes promedio de un módulo "rural" se aplica sin distinción en la totalidad de la comuna calificada como tal, que para estos efectos corresponden a comunas de densidad baja y muy baja. Por otra parte, los módulos "urbanos", aplican para comunas de densidad media y alta. En ambos casos, prosigue, el ejercicio no distingue si dentro de la comuna conviven zonas rurales y zonas urbanas. En consecuencia, ejemplifica, si un módulo "urbano" tiene una separación promedio de 50 metros, no se contradice con que en aquella comuna existan distancias entre postes menores a 50 metros (por ejemplo, en la zona urbana de la comuna), y separaciones mayores a 50 metros (por ejemplo, en las afueras de la comuna). Agrega que, para realizar una comparación adecuada de la separación media de postes, es preciso primero clasificar las comunas, y obtener la correspondiente separación promedio global de cada una.

• Módulos Urbano Mixto y BT

La CNE señala que en el caso del vano urbano mixto de la empresa modelo la discrepante cambia, sobre la base de una supuesta "coherencia" con los vanos BT puros, de 60 m a 40 m.

Agrega que en el caso de los vanos BT puros la empresa acepta el 100% de los módulos en 40 m.

En este contexto, la CNE argumenta que en las zonas con densidad alta y media de la empresa real (urbanas), el vano promedio MT que se desprende del VNR 2018, que incluye los postes mixtos, es de 78 m, los que se supone cumplen con la normativa y con la realidad de la empresa. Por otra parte, prosigue, en los vanos BT puros la empresa real presenta un vano promedio de 69 m.

Según la Comisión el vano BT en zonas urbanas de la empresa modelo, contabilizando postes en módulos mixtos y módulos BT puros, es de 41,2 m, menor a lo solicitado por la discrepante, y distante a lo observado en la empresa real.

La Comisión manifiesta que las redes urbanas de la empresa modelo poseen calibres de conductor consistentes con la zona en la que operan, las cuales, si bien son comunas clasificadas como urbanas, tienen un importante nivel de ruralidad. En efecto, agrega, los casos más frecuentes corresponden a un conductor MT de 33 mm² o de 21 mm², en conjunto con un conductor BT 16 mm² o de 95 mm².

Según la CNE los vanos medios mixtos se deben diseñar para permitir la entrega de suministro a los clientes de la zona de operación de la empresa de referencia. Añade que tanto Saesa como Frontel tienen vanos medios en comunas urbanas bastante superiores a lo solicitado (vano medio de 40 m para ambas áreas típicas). Hace presente que las redes BT puras tienen la misma finalidad. Sin embargo, prosigue, a diferencia de las redes mixtas, las redes BT puras tienen una alta predominancia en los centros urbanos de las comunas catalogadas como tal, y se diseñan en el Informe Técnico con vanos medios menores en consistencia con aquello.

La CNE hace presente que las comunas catalogadas como urbanas (densidad alta y media) en Saesa y Frontel son escasas. Indica que sólo la comuna de Osorno en el ATD5 y la comuna de Lota en el ATD6 califican en dicha clasificación de acuerdo con la NTD. Agrega que el Consultor en su Estudio incorporó nuevas comunas a la clasificación urbana del ATD5 (Puerto Montt y Valdivia) y del ATD6 (Nueva Imperial, Lautaro y Angol). En estas comunas¹ la discrepante solicita disminuir de manera relevante (a 40m) los vanos medios de las redes mixtas de la empresa modelo.

A juicio de la Comisión, no resulta razonable que para atender a los clientes de dichas comunas se requiera, en promedio, de un vano en redes mixtas de 40 m tanto para el ATD5 como para el ATD6 puesto que en estas comunas conviven zonas urbanas junto con amplias zonas rurales.

En virtud de todo lo expuesto, la Comisión sostiene que se deben mantener los vanos de 60 m promedio del ATD6 y los de 50 m del ATD5, siendo estos últimos menores, por encontrarse en comunas con zonas urbanas más relevantes, como Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

La CNE concluye que, en atención a los valores presentados, no habría fundamento para la solicitud de la empresa.

- **Módulos Rural Mixto y BT**

La CNE señala que en esta sección la empresa discrepa de los vanos rurales mixtos y de los vanos BT puros utilizados en la empresa modelo. Añade que en el caso mixto reemplaza el vano de 60 m utilizado en la empresa modelo por uno de 40 m en más de la mitad de los módulos (56%), mientras que en el 37%, de similares características, lo cambia sin mayor fundamento a 50 m, y el restante 7% lo mantiene en 60 m. Para este organismo lo solicitado por la empresa no sería consistente con su propia realidad, por cuanto, de acuerdo con los datos del VNR 2018, el vano promedio de las zonas de densidad baja y muy baja (rurales), es de 81 m, muy diferente de los 40 m que solicita la discrepante. Agrega que en el caso de BT la situación es similar pues los vanos promedio BT de la empresa real son de 85 m.

La CNE tiene presente que los postes mixtos se encuentran incluidos en la parte MT por lo que se sobreestima el vano BT. Ello significa que al corregir lo anterior la situación de los vanos BT mejoran, pero no al nivel de lo solicitado. A juicio de la Comisión, para que los vanos BT se corrigieran al nivel que solicita la discrepante, la empresa real debiera contar con postes MT mixtos en aproximadamente la misma medida que los postes BT ya incorporados.

Sin perjuicio de lo anterior, continúa la CNE, se puede constatar que en la empresa modelo, el vano BT en zonas rurales, contabilizando postes en módulos mixtos y módulos BT puros, asciende a 53,7 m, valor alejado a la realidad observada a través del VNR 2018.

La Comisión hace presente que las redes rurales de la empresa modelo poseen calibres de conductor consistentes con la zona en la que operan. En efecto, agrega, la combinación de red mixta rural más frecuente corresponde a un conductor de 35 mm² en MT y uno de 16mm² en BT, abarcando esto más del 70% de la red mixta rural en el ATD5 y más del 80% en el ATD6. Lo anterior resultaría intuitivo por cuanto las zonas rurales se caracterizan por su baja densidad de consumo eléctrico.

Para la CNE resulta contraintuitiva la solicitud de la discrepante (un estándar de 40m para red BT y para red mixta rural que tenga conductor BT trifásico, y 50m para aquellas redes con conductor bifásico y monofásico), por cuanto los vanos solicitados se aplican a zonas altamente rurales de las regiones del Biobío, Ñuble, Araucanía, Los Lagos y Los Ríos, todas ellas con una baja densidad de consumo.

Según la Comisión, en la práctica predomina la solicitud de 40 m en el ATD5 por cuanto las redes trifásicas BT son mayoritarias en redes rurales de la empresa modelo de dicha ATD (60%) y conforman el 49% de la red BT del ATD6. Sostiene que dicho estándar de 40m no se corresponde con el de ninguna otra empresa del Informe Técnico en zonas rurales, y el de 50m se corresponde solamente con aquel definido para comunas rurales de empresas mucho más densas que Saesa y Frontel, tales como CGE y Chilquinta.

La CNE señala que de la revisión del VNR SEC se concluye que Saesa y Frontel tienen vanos medios en comunas rurales superiores a los que solicitan. Por lo anterior, reitera que la representación promedio establecida en el Informe Técnico resulta adecuada para las comunas rurales del ATD5 y el ATD6.

La CNE concluye que sería ineficiente definir una separación media de postes de 40 m en las comunas rurales de las ATD5 y ATD6.

- **Módulos Rural MT**

En esta materia, la Comisión sostiene que no está de acuerdo con el cálculo efectuado por WOR debido a que esta consultora determinó los vanos utilizando un poste de baja capacidad de soporte, que no corresponde al empleado por la empresa modelo, que restringe los vanos alcanzables. Señala que lo anterior produciría una inconsistencia con los valores unitarios de costos del Informe Técnico, por cuanto éstos corresponden a valores de postes más resistentes que a aquellos estudiados por la discrepante. La Comisión considera correcto emplear los resultados del estudio desarrollado por SyS para el cálculo de los vanos de redes MT rurales no mixtas.

La CNE reitera que la solicitud de la discrepante se encuentra mayoritariamente sustentada en un requerimiento de disminución de vanos medios en redes rurales MT emplazadas la Zona II (conforme a los resultados del estudio WOR). Esta zona se define en la normativa (RPTD N° 11) como aquella que “comprende una faja costera de 20km de ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt”.

Al respecto, la CNE advierte que hay una cantidad importante de redes para las cuales el Grupo Saesa solicita incrementos de postes y estructuras, que clasifica como emplazadas la Zona II (costa), y que no se encuentran en dicha zona. Es decir, les asigna un vano exigente en condiciones en las cuales no los requieren. Agrega que, si se aceptaran los resultados del estudio WOR, la cantidad de postes solicitada ya se encuentra sobreestimada. En efecto, prosigue, para el ATD5 la discrepante sobreestima su solicitud estableciendo sus vanos de Zona II (costa) en redes dispuestas en al menos 20 comunas que no corresponden a dicha zona. Menciona como ejemplo las comunas de Puerto Varas, Río Bueno, Lago Ranco, Llanquihue, La Unión, Los Lagos, Paillaco, Panguipulli, entre otras.

Según la Comisión, para el ATD6 la discrepante solicita erradamente disminuir los vanos en instalaciones de, al menos, 49 comunas que no corresponden a la Zona II, y para las cuales debió emplear sus vanos de Zona III (no costa). Al respecto, menciona como ejemplo las comunas de Renaico, Los Ángeles, Chillán Viejo, Victoria, Pitruquén, Curanilahue, Alto Biobío, Pinto, Mulchén, entre otras.

El Panel constata que la discrepante objeta los vanos medios de la empresa modelo del ATD6 en tres casos. El primero, en el ámbito de zonas urbanas, relacionado con la distancia media entre postes diseñados para soportar redes MT y que también son empleados como soporte de redes BT. Son los denominados postes compartidos o mixtos.

El segundo, en el ámbito de zonas rurales, en que la discrepante, junto con objetar la distancia media de los postes compartidos, también objeta la distancia entre postes BT.

El tercer caso, se refiere a la distancia media entre postes MT que no son compartidos por redes BT.

Respecto del primer caso, el Panel concuerda con la discrepante en el sentido de que los resultados en la empresa modelo presentan una inconsistencia entre los vanos BT puros y los vanos compartidos, toda vez que los segundos tienen la misma restricción asociada a los primeros de dar el servicio a clientes BT dentro de las normas establecidas.

La CNE ha señalado que el vano promedio MT, que se desprende del VNR 2018 que incluye postes mixtos, en zonas de densidad alta y media, es de 78 metros, superior a lo solicitado por la discrepante y que los vanos BT puros de la empresa real presentan un vano promedio de 69 m.

Al respecto, el Panel entiende que en determinadas circunstancias es adecuado recurrir a una contrastación con la empresa de referencia para validar la consistencia de los valores o parámetros que se empleen para construir la empresa modelo. El Panel considera que este no es el caso ya que, como lo ha señalado la CNE, el objetivo del diseño por módulos es que representen cantidades promedio de elementos que permitan dimensionar globalmente los costos de la empresa modelo. En ese contexto, el modelo de módulos que se aplique debe ser consistente con su propia definición y no recurrir a variables externas a éste.

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

Con relación al segundo caso, de vanos mixtos y BT, el Panel considera que el modelo se ha aplicado consistentemente, según se indicó en párrafo anterior. La empresa articula su solicitud en torno a la existencia de clientes urbanos dentro de las comunas que se consideraron como rurales. No obstante, la proporción de clientes urbanos en las áreas en análisis es exigua. En efecto, según refiere Frontel en su presentación sobre la materia Lectura de medidores y Reparto de boletas (página 66), para el año 2019 en el ATD5 un 14% de los medidores son urbanos en tanto que en el ATD6 sólo un 4% de ellos corresponden a esa categoría. En consecuencia, dichas proporciones de clientes urbanos no ameritan disminuir el vano para todos los clientes de esas zonas.

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

Con relación al tercer caso, sobre vanos de tramos MT rurales, Frontel fundamenta su solicitud considerando diversas comunas como incluidas en la zona II (costa). Esta última tiene exigencias de carga adicionales a causa del viento, no siendo asignables diversas comunas a esta zona en virtud de su definición (estar dentro de una faja de 20 km contados a partir de la línea costera). La CNE afirmó que 49 del total de comunas consideradas por la empresa en la zona II estarían mal clasificadas, lo que no fue controvertido por la discrepante, ni tampoco entregó antecedentes que pudiesen avalar su asignación.

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

En resumen, considerando los valores solicitados el año 2020, la empresa solicita para esta materia \$39.706 millones, de los cuales el Panel ha accedido parcialmente a \$4.742 millones,

es decir un 11,9%. Atendido que este valor es más cercano a la posición de la CNE (0), se rechazará la solicitud de vanos presentada por Frontel.

Decisión:

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

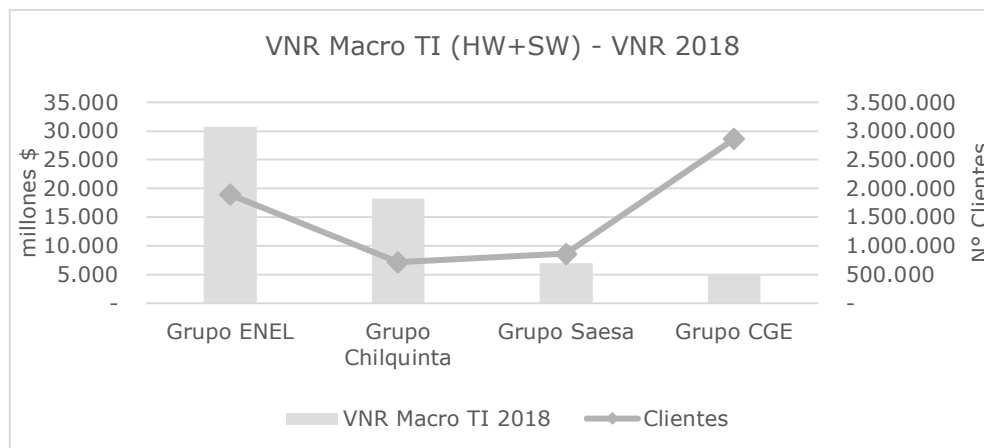
6.1.2.2. Costos de Inversión Stock TI Macro

Frontel discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo en la ATD6. Al respecto, solicita considerar los montos propuestos en el Estudio del Consultor.

La empresa señala que el Consultor determinó el costo de inversión del TI Macro para las ATD1 a ATD6 a partir de una regresión lineal log-log del VNR del año 2018, con la cantidad de clientes como variable explicativa y el costo medio por cliente de VNR como variable dependiente.

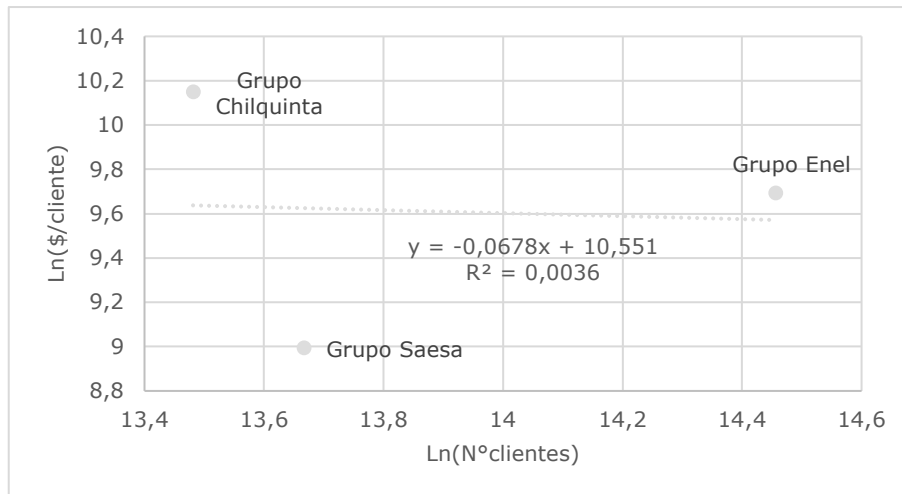
Por su lado, relata, la CNE mantuvo la propuesta metodológica del Consultor, pero con dos consideraciones adicionales: (i) Separó las ATD en 2 grupos según la cantidad de clientes de las empresas. Estableció en 70.000 clientes el límite entre estos dos grupos, ubicando a las empresas de las ATD5 y el ATD6 en el grupo de "Empresas Grandes"; y, (i) para efectos de calcular la regresión del grupo "Empresas Grandes" agregó los datos del proceso VNR 2018 del Grupo Saesa.

La empresa menciona que la CNE no fundamentó la razón para no utilizar la información de las seis áreas típicas. Sobre este tema, Frontel infiere que podría tratarse de consideraciones sobre la calidad y representatividad de la información disponible. La empresa acompaña la siguiente figura con los gastos en Macro TI y número de clientes.



Del gráfico la empresa colige que el Grupo Saesa y el Grupo CGE tienen costos significativamente más bajos que los de Enel y Chilquinta. Esto, continúa, podría explicar el motivo por el cual el Consultor inicialmente descartó los datos de estos dos grupos.

Posteriormente, con la inclusión del Grupo Saesa en la regresión, se obtiene una curva con bajo nivel de correlación (0,0036) y prácticamente sin variación frente a la variable dependiente, como se observa en la siguiente figura.

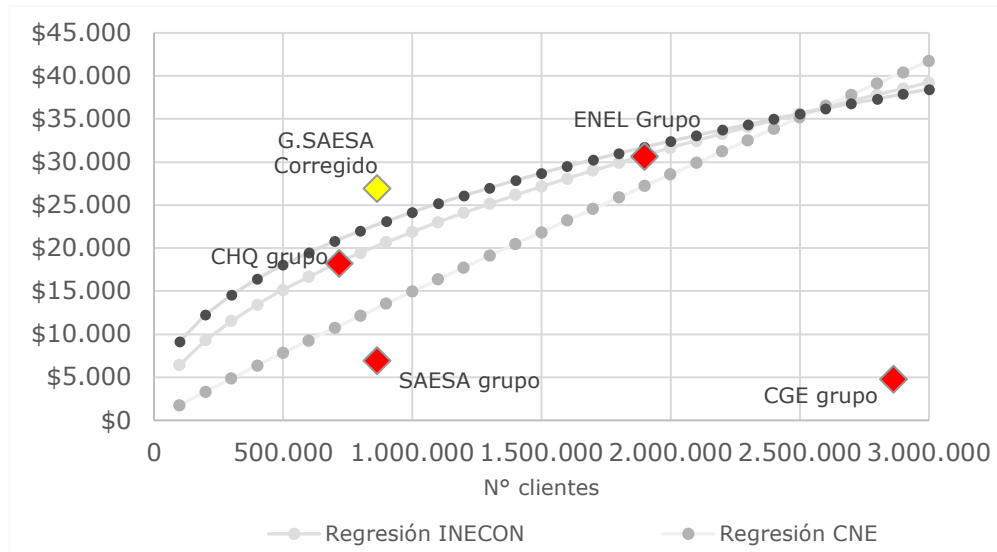


Frontel señala que el bajo nivel del VNR del Grupo Saesa se debe a que, para el proceso 2018, disponía de software de los años 90', lo que contradiría el principio de las bases establecido en su numeral 3.3, que prescribe que la empresa modelo "utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política eficiente de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y administración". De esta forma, sostiene que las soluciones de la empresa de referencia no serían acordes a la tecnología disponible al momento del estudio, por lo que a su juicio no debieran ser consideradas.

La empresa señala que una referencia real y actualizada se puede obtener, considerando los procesos de adiciones y retiros (A&R) del 2019 en adelante, que incluyen la adquisición de los nuevos sistemas.

En base a todo lo planteado, prosigue, se puede concluir que el costo de TI del Grupo Saesa está severamente subestimado, por lo que no debió haber sido considerado en la regresión pues distorsiona el resultado.

La empresa luego compara las regresiones realizadas por el Consultor, la CNE en su informe final y una tercera considerando lo realizado por la CNE, pero con el VNR del Grupo Saesa corregido (según los A&R). Esta última curva se mostraría similar a la del Consultor. Por otro lado, la regresión de la CNE es más bien lineal y no representa las economías de escala en empresas con un gran número de clientes.



Frontel señala que la CNE no fundamenta la afirmación de que el VNR de Chilquinta sería alto. Agrega que la misma CNE indica que los costos de TI tienen economías de escala, lo que estaría reflejado en los costos por cliente de Enel y Chilquinta. Señala que incluso los costos incurridos por el Grupo Saesa, considerando sus A&R, están en línea con los valores del VNR 2018 de Chilquinta, por lo que a su juicio no se aprecia que el costo de Chilquinta sea necesariamente erróneo.

Por otro lado, continúa, la CNE señala que buscaría representar economías de escala, sin embargo, valores presentados por la CNE su escrito, mostrarían que el dato de Grupo Saesa del VNR 2018 va en contra de la existencia de estas economías de escala.

Respecto del argumento de que el costo de TI de Grupo Saesa del VNR 2018 correspondería a un sistema obsoleto y que no era representativo, la empresa relata que la Comisión señaló que "la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, y el horizonte de tarificación corresponde a noviembre 2020 – noviembre 2024, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito". Frontel indica que no está solicitando que se considere el costo de inversión, sino volver al cálculo del Estudio del Consultor.

Por su lado, la CNE señala que los costos de macroinformática (TI Macro) fueron dimensionados por el Consultor a través de una regresión entre la cantidad de clientes y el costo de inversión por cliente. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión realizó modificaciones a dicho cálculo de manera de obtener valores que fuesen representativos de los costos eficientes de una empresa modelo.

En particular, la CNE cuestiona los que considera altos costos informados por Chilquinta, con 25.550 pesos/cliente, un 58% superior al de Enel. Agrega que para eliminar esta la señalada distorsión, agregó al Grupo Saesa a la regresión, lo que habría permitido que el modelo fuese más robusto.

Con relación a lo manifestado por el Grupo Saesa, en el sentido de que sus costos TI fijados en el VNR no serían representativos debido a que su *software* y *hardware* serían obsoletos, la Comisión afirma que la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito.

Finalmente, la CNE indica que la suma de inversiones asignadas por el Informe Técnico para las ATD5 y ATD6 resultan ser casi el doble de la suma de las inversiones de ambas empresas en el VNR fijado SEC.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$12.829.900.819 en el año base, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que los \$5.884.403.850 para el mismo año incluidos en el Informe Técnico.

La CNE basa sus cálculos del monto requerido en macroinformática en una regresión con tres datos de VNR, con un coeficiente de determinación menor a 0,004, y en la cual cada dato que se agrega o retira cambia la naturaleza de los resultados de manera relevante. En opinión del Panel, el análisis realizado carece de la robustez necesaria para determinar los valores de los activos en *hardware* y *software* para las empresas concesionarias.

Por otro lado, 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. De esta forma, 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.

En opinión del Panel, dada la ausencia de otra información en este ámbito, la del VNR de la empresa de referencia constituye un dato relevante para estimar la inversión requerida en macroinformática de la empresa modelo. Lo anterior, entendiendo que ambas empresas operan en la misma ATD y que sus inventarios de macroinformática les permiten cumplir con la normativa vigente.

En su escrito Frontel señaló que en el VNR 2018 del Grupo Saesa habría sistemas obsoletos, pero sin indicar que el VNR estuviese incompleto, ni que los sistemas incluidos le impidieran cumplir con la normativa.

De esta forma, el Panel considerará como valor de referencia para la empresa modelo el VNR de la empresa real, es decir, \$63.033.368. El Panel constata que este valor es una fracción menor de las cifras en análisis. Por lo anterior, estima que hacer una extrapolación de cada una de las partidas que conforman este ítem daría como resultado un valor con un amplio margen de error. Por ello, en ausencia de otras referencias, adoptará la cifra más cercana a este valor, que es la propuesta de la CNE ascendente a \$5.884.403.850. Luego, el Panel no accederá a la solicitud de Frontel.

Decisión:

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

6.1.2.3. Medidores de transferencias económicas

Cuestión previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Frontel en esta materia. Fundamenta su petición en que no hubo modificaciones entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con la cantidad de medidores valorizados para el sistema de transferencias económicas, y que solo se habría eliminado una hoja "CAPEX-OPEX" dado que no se utilizaría en el cálculo.

La discrepante sostiene que la CNE no consideró lo indicado en el Estudio del Consultor, el que se refiere a un documento en la sección "1.4 Valorización actual y proyectada de la solución", señalando explícitamente que "La planilla de cálculo referenciada tiene una hoja CAPEX-OPEX que considera la inversión y costos de operación actuales y proyectados para cada uno de los ítems 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4". La discrepante sostiene que la referida planilla de cálculo se titula "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Por lo anterior concluye, que la CNE sí habría modificado lo planteado por el Consultor.

El Panel observa que, tal como indica la empresa, la planilla de cálculo utilizada por el Consultor en su informe es la identificada con el título "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". En dicha planilla se aprecia que hay una hoja de cálculo titulada "CAPEX-OPEX" en que está la información citada en la tabla "Hoja Capex-Opex del Informe Final del Consultor, sección 6.2". Sin embargo, esa hoja de cálculo no es la que utiliza el Consultor para valorizar los equipos que deben atribuirse al VAD de la empresa, ya que estos se encuentran en la hoja de cálculo titulada "Para VAD". En esta última hoja de cálculo se atribuyen: cero clientes a Saesa (ATD5) y 16 a FRONTEL (ATD6).

El Panel constata que los valores asociados a la categoría "6.2 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas" son coherentes con lo exhibido en las proyecciones para puntos de medida para transferencias económicas indicados en la hoja de cálculo "Para VAD" del archivo titulado "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Estos valores son coincidentes con los presentados por la CNE en su Informe Técnico.

En consecuencia, en esta materia el Panel no advierte diferencias entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel estima que en este caso no se configura ninguna de las hipótesis establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que habilitan a discrepar y, en consecuencia, declarará inadmisibile la discrepancia en análisis.

6.1.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría ninguna de las solicitudes 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 para el ATD6.

Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.2. 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.

Adicionalmente, se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

6.2.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo en los siguientes montos (en pesos).

2019	1.852.733.256
2020	1.862.038.327
2021	1.870.043.829
2022	1.877.515.990
2023	1.884.336.310
2024	1.890.825.049

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.2.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B “Costo de Operación y Mantenimiento”, Frontel plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD6: (i) COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la Empresa Modelo; (ii) Medidores de

Transferencias Económicas; y (iii) COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la Empresa Modelo.

6.2.2.1. COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo

En la categoría A, Frontel, para la ATD6, junto con solicitar un monto de inversión por incorporación de tecnologías TICs adicionales, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

	2020	2021	2022	2023	2024
Solicitud de incremento de VNR adicional	6.985.413.924	7.020.731.075	7.053.362.153	7.084.245.255	7.113.501.953
Solicitud de incremento de COyM adicional	1.536.791.063	1.544.560.837	1.551.739.674	1.558.533.956	1.564.970.430

Al respecto, dado que esta materia fue rechazada como inversión en la categoría A, no se accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

6.2.2.2. Medidores de transferencias económicas

En la categoría A, Frontel, junto con solicitar un monto de inversión por la incorporación de medidores de transferencias económicas adicionales en la ATD6, solicita también adicionar un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia.

Dado que esta materia fue declarada inadmisible en la categoría A, no se considerará en esta categoría B.

6.2.2.3. COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo

Frontel indica que en consistencia con lo requerido en la materia Vano medio en la empresa modelo, solicita que se corrijan los COyM asociados a postes y estructuras considerados en el Informe Técnico, de manera que se incluyan en esa infraestructura agregada con motivo del cambio solicitado en la longitud del vano medio asociado a la postación y/o estructuras de distribución de la Empresa Modelo del ATD5 y del ATD6.

El Panel ha denegado la materia "Vano Medio utilizado por la empresa modelo", categoría A, para las áreas ATD5 y ATD6 por lo que tampoco accederá a la solicitud COyM relacionada.

Decisión:

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

6.2.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido ninguna de las solicitudes 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 B para el ATD6:

Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.3. 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.

6.3.1. Alternativas categoría C

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que los costos considerados para los procesos de Lectura y Reparto sean los siguientes (en pesos)

2019	806.734.943
2020	831.349.133
2021	850.304.206
2022	859.526.129
2023	867.140.719
2024	871.869.862

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.3.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C “Costos Fijos Independientes del Consumo”, Frontel plantea la siguiente materia en relación con el ATD 6: Costos de Lectura y Reparto.

6.3.2.1. Costos de Lectura y Reparto

El Panel advierte que en esta materia los argumentos que fundamentan la solicitud de la discrepante son los mismos que planteó para el ATD5.

En esta materia Frontel solicita para el ATD6 dictaminar que los costos unitarios que se consideren para los procesos de Lectura y Reparto sean los siguientes:

ATD	Lectura	Reparto
	(\$/actividad)	(\$/actividad)
ATD 6	370,8	77,0

Con esos valores unitarios Frontel solicita se dictamine que los costos de Lectura y Reparto de la empresa modelo para el ATD6 suponen un incremento con respecto a los considerados en el Informe Técnico por los siguientes montos:

ATD6	Lec. de Medidores (Simple)	Lec. de Medidores (Dda. Máxima)	Lec. de Medidores (Dda. Horaria)	Reparto de Boletas	Total
2019	\$ 866.953.737	\$ 2.915.674	\$ 6.332.170	\$-69.466.638	\$ 806.734.943
2020	\$ 893.460.434	\$ 2.984.453	\$ 6.490.373	\$-71.586.126	\$ 831.349.133
2021	\$ 913.921.709	\$ 3.028.356	\$ 6.572.458	\$-73.218.317	\$ 850.304.206
2022	\$ 923.923.092	\$ 3.037.381	\$ 6.578.058	\$-74.012.402	\$ 859.526.129
2023	\$ 932.204.291	\$ 3.039.278	\$ 6.565.232	\$-74.668.082	\$867.140.719
2024	\$937.381.455	\$3.031.987	\$ 6.531.720	\$-75.075.301	\$871.869.862

La Comisión señala que la construcción de los valores utilizados por el Consultor en su modelo para el ATD4, utilizado para el ATD6, corresponde a un promedio ponderado de diversos contratos regionales tanto para lectura como para reparto con un resultado de 170,3 \$/actividad y 94,7 \$/actividad, respectivamente y \$265,0 en total. Agrega que si se eliminara la RM para considerar únicamente el costo en regiones, se llegaría a un resultado de 172,9 \$/actividad y 96,1 \$/actividad, respectivamente y \$269,0 en total. Indica que cada uno de estos contratos está ponderado por el número de clientes regionales, siendo el mínimo 77.448 para la Región de Arica y Parinacota, y el máximo 386.638 para la Región del Maule. Para el año base el ATD6 tiene 367 mil clientes. Para la CNE lo anterior evidenciaría que no existe un problema de escala en la consideración de la información.

Por otro lado, prosigue, el Grupo Saesa informó un gasto anual para el año 2019 correspondiente a "Lectura de Medidores" de \$314.979.539 y de \$315.058.583 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 74,7 \$/actividad y 74,8 \$/actividad, respectivamente, y \$149,5 en total.

Añade que en el archivo Costos de Explotación de la SEC para el año 2019 se obtiene un gasto anual para "Lectura de Medidores" de \$576.202.309 y de \$576.250.075 para "Reparto de boletas de distribución", resultando con un costo de 136,7 \$/actividad y 136,7 \$/actividad, respectivamente y \$273,4 en total.

La CNE destaca que los costos presentados por la discrepante corresponden al año 2022, indexados a precios 2019, información que a la fecha no se encuentra revisada por la SEC en su proceso de Costos de Explotación 2022, por lo que sostiene no corresponde a información verificable. Afirma que al ser el año base del estudio el 2019, se entiende que la información a utilizar, en caso de estar disponible, es la de ese año y no información posterior con ajustes monetarios.

Finalmente, señala que los montos presentados en el Estudio del Consultor para el ATD6 se ajustan a contratos con características y tamaños similares a la de la discrepante. Adicionalmente, prosigue, la solicitud tendría como resultado un aumento de un 64% en los costos de Lectura y Reparto respecto a lo informado a la SEC en el proceso de Costos de explotación de 2019 y un 67% respecto de lo informado en respuesta al Oficio CNE N° 726/2020.

El Panel tiene presente que los costos de las actividades de Lectura de medidores y el Reparto de las boletas están asociados con la densidad y cantidad de clientes del área en análisis.

Para la determinación de los costos de Lectura y Reparto en la empresa modelo, la CNE asimiló el costo unitario del ATD4 (concesionaria CGE) a las ATD5 (Saesa) y ATD6 (Frontel). Lo anterior ha sido objetado por la discrepante señalando que existen diferencias importantes entre dichas áreas en lo relativo a la ruralidad (requiere mayores desplazamientos) y a la cantidad de clientes (no se obtienen economías de escala comparables).

La empresa ha presentado una metodología para determinar costos de las actividades de Lectura y Reparto, basada en la información de costos de Lectura y Reparto de las empresas que informaron contratos en el año 2022 y de la respectiva facturación de ese año de la empresa de referencia, actualizados al año 2019. De los costos unitarios mensuales así calculados la discrepante adoptó el costo mensual mínimo de Lectura y de Reparto para cada área técnica resultando los siguientes valores:

ATD	Lectura	Reparto
	(\$/actividad)	(\$/actividad)
ATD 5	311,3	64,6
ATD 6	370,8	77,0

El Panel tiene presente que los referidos costos obtenidos por la empresa, con información al año 2022 que aún no ha sido revisada por la SEC, difieren significativamente de los costos que la empresa de referencia ha informado. En efecto, dichos costos alcanzan a \$74,7 y \$74,8, por Lectura y Reparto, respectivamente.

Por otra parte, los costos que se le han asignado a las ATD5 y ATD6, en el Informe Técnico, son de \$170,3 para Lectura (sea urbana o rural) y de \$94,6 para Reparto (sea urbano o rural).

En consecuencia, dada la inconsistencia de la información tenida a la vista, el Panel rechazará la petición de Frontel.

Decisión:

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

6.3.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos por Lectura y Reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C ATD6:

Rechazar solicitud de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

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.

6.4.1. Alternativas categoría D

Alternativa 1: Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD6

	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
Año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0293	1,0348	1,0334	1,1029	1,0946	1,1129
2020	1,0327	1,0363	1,0363	1,1104	1,102	1,1204
2021	1,0307	1,0368	1,0349	1,0975	1,0908	1,1074
2022	1,0321	1,0393	1,0366	1,0935	1,0895	1,1033
2023	1,0313	1,0384	1,0357	1,0927	1,0892	1,1025

2024	1,0317	1,0395	1,0362	1,0905	1,0878	1,1004
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Alternativa 2: Rechazar la petición de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

6.4.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Frontel plantea la siguiente materia en relación con el ATD N°6: Incobrables.

6.4.3. Incobrables

En su presentación, Frontel se remite a solicitar lo señalado en la Alternativa 1, por lo que el Panel entiende que su argumentación es la misma entregada por Saesa en la discrepancia de esta misma categoría, en la que esta última incluye argumentaciones tanto para el ATD5 como para el ATD6.

Por otra parte, la CNE también entrega sus argumentaciones de modo conjunto para ambas áreas típicas.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis que sobre incobrables se hizo en la discrepancia de la Categoría D de Saesa, con excepción de la parte numérica pertinente a Frontel.

El Panel tiene presente que sobre esta materia las Bases señalan que para estimar las ventas de incobrables se deberá aplicar una metodología objetiva, que considere criterios de optimización en la asignación de recursos.

Si bien las Bases también mencionan que para estos efectos se deberá analizar los castigos por deudas incobrables de la empresa de referencia, constados en los estados financieros, ellas no son explícitas que deben emplearse estos antecedentes en el cálculo. Es más, las Bases indican en esta materia que los datos históricos no son necesariamente una referencia válida.

De los antecedentes numéricos que finalmente se emplearon para determinar los incobrables, contenidos en la planilla Anexo 3-10, se advierte que las fuentes de información son heterogéneas. No obstante esta heterogeneidad, se aprecia que en nueve de las ATD la información disponible para el consultor apunta a las provisiones de incobrables, empleándose en un caso la suma de incobrables y de castigos. Para el ATD7 la planilla da cuenta solo de valores, atribuibles a clientes y peajes, no siendo claro si se trata de provisiones, castigos o de otros valores *proxy*. Solo en las ATD5 y 6 se empleó información de castigos, no obstante que la empresa también envió información de incobrables.

A juicio del Panel, el empleo de información diversa no da cuenta de una aplicación objetiva de la metodología. Al respecto, la CNE no fundamentó las razones del empleo de información diversa.

Por lo anterior, el Panel considera que la solicitud de la empresa es atendible.

La información enviada por Frontel en 2021, da cuenta de un valor agregado de provisiones de incobrables, periodo 2017-2019 de M\$ 3.067.160, que representa un 0,76% de incobrables base, considerando los ingresos para esta empresa incluidos en el mismo Anexo 3-10.

Con este valor base, ya sea empleando la senda de tasa de desempleo de la CNE o de la empresa, los valores del periodo 2020-2024 que solicita la discrepante, aplicando el $\beta=0,27$, son más cercanas a los que se obtienen empleando la referencia del Panel para el valor base.

Decisión:

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

6.4.4. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD6:

Año	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0293	1,0348	1,0334	1,1029	1,0946	1,1129
2020	1,0327	1,0363	1,0363	1,1104	1,102	1,1204
2021	1,0307	1,0368	1,0349	1,0975	1,0908	1,1074
2022	1,0321	1,0393	1,0366	1,0935	1,0895	1,1033
2023	1,0313	1,0384	1,0357	1,0927	1,0892	1,1025
2024	1,0317	1,0395	1,0362	1,0905	1,0878	1,1004

6.5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

Frontel plantea esta discrepancia para el ATD6 en los mismos términos que hizo Saesa. Por otra parte, los argumentos de la CNE para fundar su posición son también los mismos.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Saesa. El dictamen se incluye a continuación.

6.5.1. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

7. EDELAYSEN: ÁREA TÍPICA N°5

7.1. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

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.

7.1.1. Alternativas categoría D

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD5

	AT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA
2019	1,0158	1,0188	1,0177
2020	1,0216	1,0233	1,0236
2021	1,0187	1,0215	1,0208
2022	1,0178	1,0207	1,0198
2023	1,0179	1,0209	1,02

2024	1,018	1,0213	1,0201
	BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0543	1,0553	1,0636
2020	1,0646	1,0651	1,0738
2021	1,0545	1,0554	1,0637
2022	1,0524	1,0536	1,0616
2023	1,0521	1,0536	1,0613
2024	1,0515	1,0534	1,0607

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de Aisen S.A.

7.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Edelayen plantea la siguiente materia en relación con el ATD5: Incobrables.

7.1.2.1. Incobrables

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", ATD5, Edelayen plantea una sola materia: Incobrables.

Esta es planteada en los mismos términos que hizo Saesa, en la materia de Incobrables, ATD5. A su vez la posición de la CNE es una sola, tanto para el ATD5 como para el ATD6.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Saesa incluyendo su decisión, que es la de acceder a esta solicitud para el ATD5. El dictamen se incluye a continuación.

7.1.3. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD5

	AT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA
2019	1,0158	1,0188	1,0177
2020	1,0216	1,0233	1,0236
2021	1,0187	1,0215	1,0208

2022	1,0178	1,0207	1,0198
2023	1,0179	1,0209	1,02
2024	1,018	1,0213	1,0201
BT			
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0543	1,0553	1,0636
2020	1,0646	1,0651	1,0738
2021	1,0545	1,0554	1,0637
2022	1,0524	1,0536	1,0616
2023	1,0521	1,0536	1,0613
2024	1,0515	1,0534	1,0607

7.2. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

Edelaysen plantea esta discrepancia para el ATD5 en los mismos términos que hizo Saesa. Por otra parte, los argumentos de la CNE para solicitar el rechazo de ésta son también los mismos.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Saesa. El dictamen se incluye a continuación.

7.2.1. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

8. EDELAYSEN: ÁREA TÍPICA N°6

8.1. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

8.1.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo ATD6 los siguientes montos de inversión (en pesos) (*).

2019	40.888.876.925
2020	40.928.793.880
2021	40.964.111.031
2022	40.996.742.109
2023	41.027.625.211
2024	41.056.881.909

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

(*) La empresa solicita dictaminar que no se deben realizar los descuentos por obras financiadas con fondos provenientes del FNDR. Atendido que esta petición forma parte de la categoría A, ella será analizada de manera agregada en conjunto con las otras materias presentadas en ella, según lo dispuesto en el artículo 183 bis de la LGSE.

8.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A “Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta”, Edelayesen plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD N°6: (i) Descuentos por obras no construidas por la empresa de la referencia; (ii) Costos de Inversión Stock TI Macro; y (iii) Medidores de Transferencias Económicas.

8.1.2.1. Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia

Edelaysen argumenta que el Informe del Consultor excede el alcance regulado en las Bases Técnicas sobre las obras no construidas por la empresa distribuidora, al incluir entre ellas las obras de electrificación rural financiadas con recursos del FNDR construidas por la empresa. Al respecto, sostiene que no deben descontarse los fondos recibidos del FNDR.

Para la discrepante, la normativa eléctrica obliga a las distribuidoras a prestar el servicio en la zona concesionada, y no existen disposiciones en la LGSE que obliguen a una concesionaria a extender la zona de concesión en que opera. En este contexto, agrega que la opción adoptada por el FNDR fue la de generar incentivos a las empresas eléctricas mediante un subsidio a la inversión en proyectos de extensión de redes, en lugar de aplicar un subsidio directo a las tarifas del consumo rural. Así, prosigue, la lógica de dimensionamiento del subsidio apunta a compensar el déficit financiero que se produce en la evaluación privada, de forma que dicho subsidio evite un VAN negativo. Destaca en este contexto que los FNDR son un subsidio y no un aporte de terceros.

Desde una perspectiva normativa, Edelaysen afirma que las disposiciones de la LGSE que gobiernan el proceso de determinación del nivel y estructura tarifaria de las empresas concesionarias de distribución, no instruyen la aplicación de descuentos por instalaciones construidas por terceros, ni en la etapa de determinación del nivel tarifario correspondiente a los estudios de VAD, con la sola excepción de las instalaciones que fueron aportadas por terceros, y que existían a la fecha de promulgación de la LGSE en 1982, cuyo descuento debe aplicarse al momento de estructurar las tarifas de cada empresa. Al respecto, la discrepante afirma que una política de electrificación que instruya descuentos o devoluciones de los subsidios otorgados debiera establecerse por vía legal.

Por otra parte, Edelaysen destaca que los descuentos FNDR no están contemplados en las Bases Técnicas, ya que estas disponen:

“El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones que no han sido construidas por la empresa de referencia en los últimos 30 años y que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, en base a criterios verificables y que tengan consistencia en el tiempo.

Por ejemplo:

- i. Instalaciones energéticas construidas por el urbanizador para nuevos desarrollos inmobiliarios, y que la empresa distribuidora ha recibido gratuitamente o a un precio inferior que su costo; u,
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad”.

De lo anterior, la discrepante concluye que en las Bases Técnicas nada se indica respecto de dar un tratamiento especial a las instalaciones o activos derivados del FNDR. Agrega, además, que la importancia de la omisión que las Bases Técnicas hacen respecto del tema en disputa

se vería ratificada en el hecho de que las Bases Preliminares del segundo Proceso VAD (2024-2028) agregan de forma explícita los proyectos financiados con subsidios del FNDR.

Frente a la posición de la CNE que indica que no es razonable que la empresa rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo, Edelaysen declara no estar de acuerdo ya que la empresa decide expandir su zona de operación frente a la existencia del subsidio del FNDR, y señala que este subsidio nace de la necesidad de atraer a las empresas a realizar este tipo de proyectos, puesto que si éstos hubiesen sido rentables de forma privada no hubiera existido el programa.

Edelaysen solicita no descontar los recursos recibidos con cargo al FNDR para proyectos de electrificación rural, lo que equivale a no descontar los montos señalados en la siguiente tabla para el Área Típica 6:

\$ dic 2019	ATD 6	
	BT	MT
2019	32.936.248.787	1.007.131.169
2020	32.936.248.787	1.007.131.169
2021	32.936.248.787	1.007.131.169
2022	32.936.248.787	1.007.131.169
2023	32.936.248.787	1.007.131.169
2024	32.936.248.787	1.007.131.169

La CNE, por su parte, destaca que, a su juicio, no es razonable que la empresa de referencia rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo.

Sobre el planteamiento de que en las Bases no se trata de modo especial a las instalaciones financiadas con el FNDR, la CNE considera que las Bases serían claras al buscar que en el Estudio se capturen las eficiencias derivadas de que la empresa de referencia no haya incurrido o haya incurrido en costos menores a su VNR respecto de instalaciones que luego pasan a ser de su propiedad. Lo anterior, para este organismo, aplica inequívocamente al caso de las instalaciones financiadas con FNDR, hecho que va más allá de la literalidad del numeral 8 de las Bases.

Para la CNE, el argumento de que los FNDR no estarían regulados expresamente en las Bases no sería óbice para efectuar el descuento correspondiente, puesto que lo importante es que éstas respondan al criterio de eficiencia mandado por el inciso primero del artículo 183 de la LGSE. En relación con la diferencia en el texto de las bases del proceso actual y el del cuatrienio 2024-2028, que agregó expresamente los descuentos por FNDR, la CNE afirma que ello se explica por el único propósito de que no existiese duda alguna respecto a esta materia.

La Comisión rechaza haber actuado al margen de lo señalado en la LGSE en lo que respecta al tratamiento de los FNDR, argumentando que la LGSE establece en su artículo 193 (inciso quinto) que en el VNR se deben excluir los derechos adquiridos a título gratuito por la empresa distribuidora. En este contexto, la CNE cita el referido artículo, que dispone en el marco de la

determinación del VNR que “Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación”.

En opinión de la CNE, sería innegable que, a partir de los contratos de FNDR suscritos por los respectivos gobiernos regionales y las empresas, surgen, para estas últimas, derechos a recibir pagos por parte del Estado, que luego se consolidan como derechos reales (derecho de dominio sobre los bienes que constituyen la red de distribución) en sus patrimonios.

Los argumentos antes planteados son, para la CNE, suficientes por sí solos para rechazar la discrepancia, ya que, si bien es plausible que existan distintas interpretaciones acerca del alcance de las Bases, la norma antes citada basta por sí sola para resolver la cuestión.

Con relación a que según la empresa los FNDR no son aportes de terceros, la Comisión señala que el concepto y naturaleza de los aportes de terceros en la LGSE efectivamente es distinto e independiente a los descuentos por FNDR, pero su tratamiento no es excluyente, y por ello se consideran ambos casos. Es decir, para la CNE argumentar que los subsidios FNDR no son aportes de terceros no lleva a la conclusión lógica de que estos no se deban descontar de los cálculos tarifarios de la empresa modelo.

Para la Comisión, la empresa modelo considera todos los costos necesarios para dar suministro a todos los clientes de la empresa distribuidora, estén estos ubicados en zonas rurales o urbanas, o ubicados dentro o fuera de la zona de concesión (con independencia de la voluntariedad o los incentivos que tenga la empresa para solicitar concesión). Luego, si no se hiciera ningún descuento por los FNDR se generaría un efecto indeseado: aumentar la tarifa a los clientes (aumenta el costo medio) sin un gasto de inversión adicional por parte de la empresa.

Sobre el argumento de la discrepante, asociado a que el descuento tiene un carácter perpetuo a pesar de que hayan transcurrido más años que la vida útil del proyecto, según la CNE la empresa omite indicar que la metodología empleada adiciona la anualidad necesaria para renovar las instalaciones al final de su vida útil, por lo que solo se descuenta la rentabilidad sobre el activo.

Por último, la CNE afirma que determinar un factor de ajuste comparando el valor del proyecto valorizado a VNR SEC con el costo total real del proyecto (“valor del subsidio” como lo indica la discrepante) no es un error, si no que corresponde a un criterio, que busca expresar el monto del subsidio de FNDR en los términos de la valorización de las instalaciones de la empresa modelo.

El Panel estima que es conceptualmente correcto no incluir en el cálculo del VAD aquellas inversiones que no han sido financiadas por la empresa, ya que su consideración implicaría rentar sobre un capital que no ha aportado. Lo anterior, sin perjuicio de que se deben considerar los recursos necesarios para que la empresa reinvierta para efectos de mantener operativo el servicio en su zona de concesión.

A juicio de Panel, la fórmula empleada para realizar los descuentos asociados al FNDR es correcta, ya que la empresa renta por el capital propio y puede reinvertir lo equivalente a lo recibido por el fondo cuando expire la vida útil de las instalaciones financiadas con éste.

El Panel ha verificado que la expresión matemática que está en el estudio da cuenta que lo que hizo el consultor fue: (i) restar el monto FNDR del VI; y (ii) considerar en el flujo de caja dicho monto de FNDR al final del periodo de evaluación, para luego traerlo a valor presente y transformarlo en una anualidad (con el factor de actualización del capital). Conceptualmente, lo anterior significa que el Informe Técnico le reconoció a la empresa un monto de dinero para que al final de la vida útil de las instalaciones pueda reinvertir por un valor equivalente al incluido en el FNDR.

Cabe destacar que no cambia este análisis en función del tiempo que haya transcurrido desde la obtención del FNDR y la vida útil del activo. Lo anterior, debido a que el hecho que siempre se pague a través de las tarifas una anualidad equivalente a lo necesario para hacer la reinversión cuando la vida útil haya expirado garantiza que la recaudación de la empresa regulada no implica renta sobre normales y permite realizar la referida reinversión. En este ámbito, el Panel constata que se trata del mismo tratamiento que reciben los aportes de terceros considerados en la LGSE.

Desde una perspectiva normativa, el Panel comparte lo señalado por la CNE respecto a que la no inclusión explícita del descuento en la Bases Técnicas no impide que este se realice. A juicio del Panel, el tratamiento otorgado por el Informe Técnico a las inversiones de las empresas financiadas por FNDR es consistente con los principios regulatorios dispuestos en la LGSE, que rige el proceso de determinación de tarifas a clientes finales.

Decisión:

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

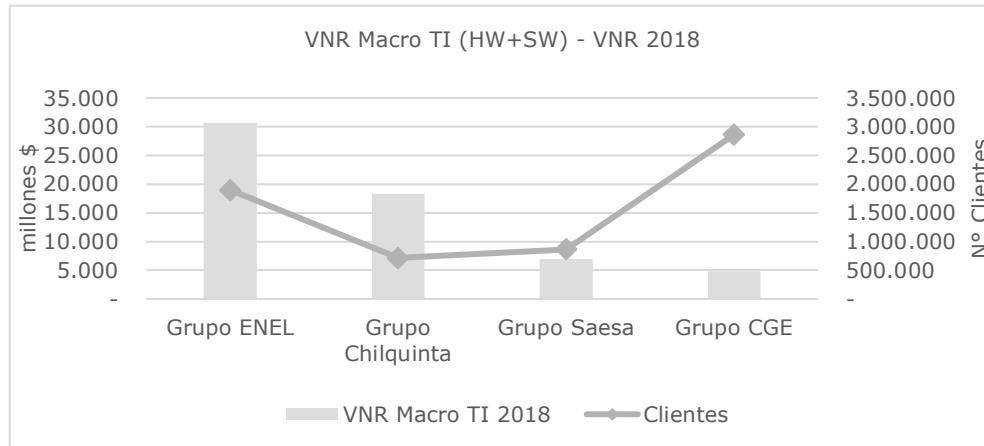
8.1.3. Costos de Inversión Stock TI Macro

Edelaysen discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo en la ATD6. Al respecto, solicita considerar los montos propuestos en el Estudio del Consultor.

La empresa señala que el Consultor determinó el costo de inversión del TI Macro para las ATD1 a ATD6 a partir de una regresión lineal log-log del VNR del año 2018, con la cantidad de clientes como variable explicativa y el costo medio por cliente de VNR como variable dependiente.

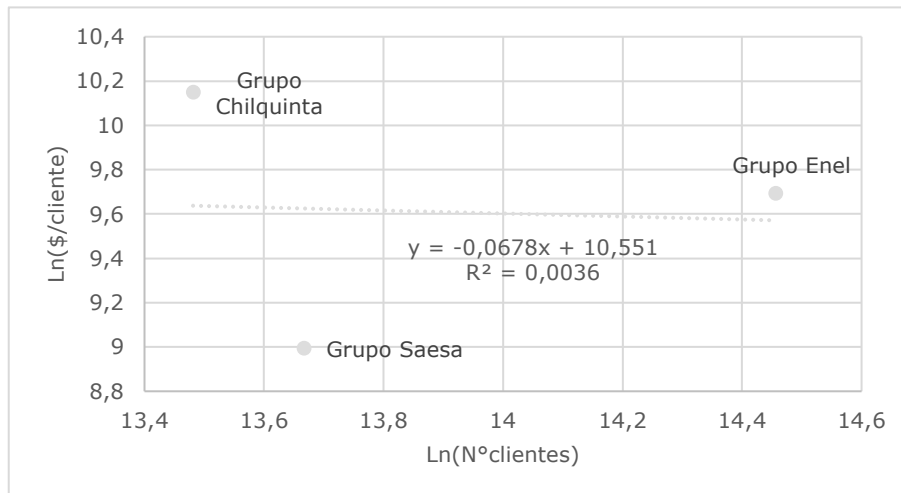
Por su lado, relata, la CNE mantuvo la propuesta metodológica del Consultor, pero con dos consideraciones adicionales: (i) Separó las ATD en 2 grupos según la cantidad de clientes de las empresas. Estableció en 70.000 clientes el límite entre estos dos grupos, ubicando a las empresas de las ATD5 y el ATD6 en el grupo de "Empresas Grandes"; y, (i) para efectos de calcular la regresión del grupo "Empresas Grandes" agregó los datos del proceso VNR 2018 del Grupo Saesa.

La empresa menciona que la CNE no fundamentó la razón para no utilizar la información de las seis áreas típicas. Sobre este tema, Edelayesen infiere que podría tratarse de consideraciones sobre la calidad y representatividad de la información disponible. La empresa acompaña la siguiente figura con los gastos en Macro TI y número de clientes.



Del gráfico la empresa colige que el Grupo Saesa y el Grupo CGE tienen costos significativamente más bajos que los de Enel y Chilquinta. Esto, continúa, podría explicar el motivo por el cual el consultor inicialmente descartó los datos de estos dos grupos.

Posteriormente, con la inclusión del Grupo Saesa en la regresión, se obtiene una curva con bajo nivel de correlación (0,0036) y prácticamente sin variación frente a la variable dependiente, como se observa en la siguiente figura.



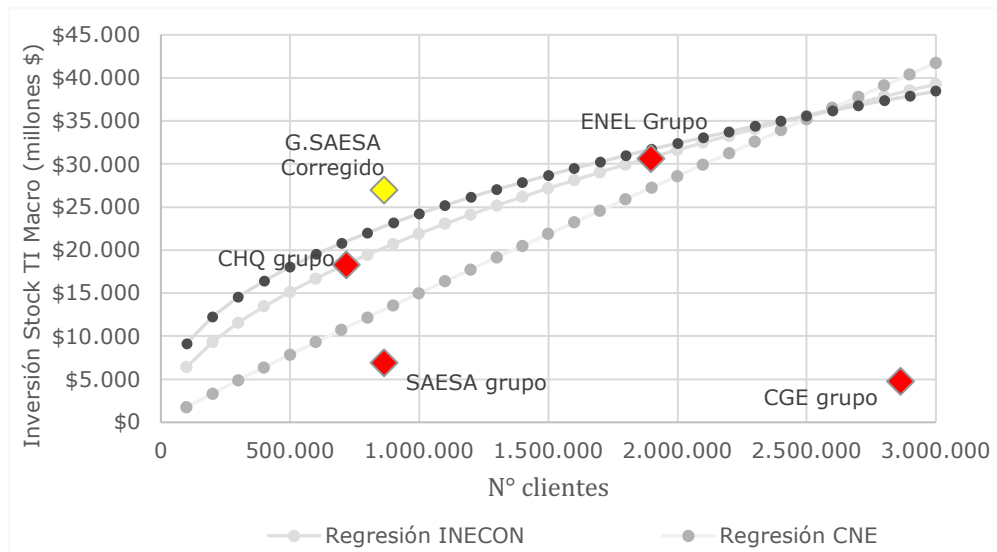
Edelayesen señala que el bajo nivel del VNR del Grupo Saesa se debe a que, para el proceso 2018, disponía de software de los años 90', lo que contradiría el principio de las bases establecido en su numeral 3.3, que prescribe que la empresa modelo "utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones

en su política eficiente de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y administración". De esta forma, sostiene que las soluciones de la empresa de referencia no serían acordes a la tecnología disponible al momento del estudio, por lo que a su juicio no debieran ser consideradas.

La empresa señala que una referencia real y actualizada se puede obtener, considerando los procesos de adiciones y retiros (A&R) del 2019 en adelante, que incluyen la adquisición de los nuevos sistemas.

En base a todo lo planteado, prosigue, se puede concluir que el costo de TI del Grupo Saesa está severamente subestimado, por lo que no debió haber sido considerado en la regresión pues distorsiona el resultado.

La empresa luego compara las regresiones realizadas por el Consultor, la CNE en su informe final y una tercera considerando lo realizado por la CNE, pero con el VNR del Grupo Saesa corregido (según los A&R). Esta última curva se mostraría similar a la del consultor. Por otro lado, la regresión de la CNE es más bien lineal y no representa las economías de escala en empresas con un gran número de clientes.



Edelaysen señala que la CNE no fundamenta la afirmación de que el VNR de Chilquinta sería alto. Agrega que la misma CNE indica que los costos de TI tienen economías de escala, lo que estaría reflejado en los costos por cliente de Enel y Chilquinta. Señala que incluso los costos incurridos por el Grupo Saesa, considerando sus A&R, están en línea con los valores del VNR 2018 de Chilquinta, por lo que a su juicio no se aprecia que el costo de Chilquinta sea necesariamente erróneo.

La empresa indica la CNE señalaría que busca representar economías de escala, sin embargo, valores presentados por la CNE su escrito, mostrarían que el dato de Grupo Saesa del VNR 2018 va en contra de la existencia de estas economías de escala.

Respecto del argumento de que el costo de TI de Grupo Saesa del VNR 2018 correspondería a un sistema obsoleto y que no era representativo, la empresa relata que la Comisión señaló que “la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, y el horizonte de tarificación corresponde a noviembre 2020 – noviembre 2024, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito”. Edelayson indica que no está solicitando que se considere el costo de inversión, sino volver al cálculo del Estudio del Consultor.

Por su lado, la CNE señala que los costos de macroinformática (TI Macro) fueron dimensionados por el Consultor a través de una regresión entre la cantidad de clientes y el costo de inversión por cliente. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión realizó modificaciones a dicho cálculo de manera de obtener valores que fuesen representativos de los costos eficientes de una empresa modelo.

En particular, la CNE cuestiona los que considera altos costos informados por Chilquinta, con 25.550 pesos/cliente, un 58% superior al de Enel. Agrega que para eliminar esta distorsión, agregó al Grupo Saesa a la regresión que permitieron que el modelo fuese más robusto.

Con relación a lo manifestado por el Grupo Saesa, en el sentido de que sus costos TI fijados en el VNR no serían representativos debido a que su *software* y *hardware* serían obsoletos, la Comisión afirma que la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito.

Finalmente, la CNE indica que la suma de inversiones asignadas por el Informe Técnico para las ATD5 y ATD6 resultan ser casi el doble de la suma de las inversiones de ambas empresas en el VNR fijado SEC.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$12.829.900.819 en el año base, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que los \$5.884.403.850 para el mismo año incluidos en el Informe Técnico.

La CNE basa sus cálculos del monto requerido en macroinformática en una regresión con tres datos de VNR, con un coeficiente de determinación menor a 0,004, y en la cual cada dato que se agrega o retira cambia la naturaleza de los resultados de manera relevante. En opinión del Panel, el análisis realizado carece de la robustez necesaria para determinar los valores de los activos en *hardware* y *software* para las empresas concesionarias.

Por otro lado, 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. De esta forma, 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.

En opinión del Panel, dada la ausencia de otra información en este ámbito, la del VNR de la empresa de referencia constituye un dato relevante para estimar la inversión requerida en macroinformática de la empresa modelo. Lo anterior, entendiendo que ambas empresas operan en la misma ATD y que sus inventarios de macroinformática les permiten cumplir con la normativa vigente.

En su escrito Edelaysen señaló que en el VNR 2018 del Grupo Saesa habría sistemas obsoletos, pero sin indicar que el VNR estuviese incompleto, ni que los sistemas incluidos le impidieran cumplir con la normativa.

De esta forma, el Panel considerará como valor de referencia para la empresa modelo el VNR de la empresa real, es decir, \$63.033.368. El Panel constata que este valor es una fracción menor de las cifras en análisis. Por lo anterior, estima que hacer una extrapolación de cada una de las partidas que conforman este ítem daría como resultado un valor con un amplio margen de error. Por ello, en ausencia de otras referencias, adoptará la cifra más cercana a este valor, que es la propuesta de la CNE ascendente a \$5.884.403.850. Luego, el Panel no accederá a la solicitud de Edelaysen.

Decisión:

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

8.1.3.1. Medidores de transferencias económicas

Cuestión previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Edelaysen en esta materia. Fundamenta su petición en que no hubo modificaciones entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con la cantidad de medidores valorizados para el sistema de transferencias económicas, y que solo se habría eliminado una hoja "CAPEX-OPEX" dado que no se utilizaría en el cálculo.

La discrepante sostiene que la CNE no consideró lo indicado en el Estudio del Consultor, el que se refiere a un documento en la sección "1.4 Valorización actual y proyectada de la solución", señalando explícitamente que "La planilla de cálculo referenciada tiene una hoja CAPEX-OPEX que considera la inversión y costos de operación actuales y proyectados para cada uno de los ítems 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4". La discrepante sostiene que la referida planilla de cálculo se titula "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Por lo anterior concluye, que la CNE sí habría modificado lo planteado por el Consultor.

El Panel observa que, tal como indica la empresa, la planilla de cálculo utilizada por el Consultor en su informe es la identificada con el título "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". En dicha planilla se aprecia que hay una hoja de cálculo titulada "CAPEX-OPEX" en que está la información citada en la tabla "Hoja Capex-Opex del Informe Final del Consultor, sección 6.2". Sin embargo, esa hoja de cálculo no es la que utiliza el Consultor para valorizar los equipos que deben atribuirse al VAD de la empresa, ya que estos se encuentran en la hoja

de cálculo titulada "Para VAD". En esta última hoja de cálculo se atribuyen: cero clientes a Saesa (ATD5) y 16 a FRONTEL (ATD6).

El Panel constata que los valores asociados a la categoría "6.2 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas" son coherentes con lo exhibido en las proyecciones para puntos de medida para transferencias económicas indicados en la hoja de cálculo "Para VAD" del archivo titulado "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Estos valores son coincidentes con los presentados por la CNE en su Informe Técnico.

En consecuencia, en esta materia el Panel no advierte diferencias entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel estima que en este caso no se configura ninguna de las hipótesis establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que habilitan a discrepar y, en consecuencia, declarará inadmisibile la discrepancia en análisis.

8.1.4. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría ninguna de las solicitudes 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 para el ATD6:

Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

8.2. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

8.2.1. Alternativas categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo ATD6 los siguientes montos (en pesos):

2019	1.528.009.333
2020	1.536.791.064

2021	1.544.560.837
2022	1.551.739.674
2023	1.558.533.956
2024	1.564.970.430

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

8.2.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B "Costo de Operación y Mantenimiento", Edelayesen plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD N°6: (i) COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la Empresa Modelo; y (ii) Medidores de Transferencias Económicas.

8.2.2.1. COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo

En la categoría A, Edelayesen, para la ATD6, junto con solicitar un monto de inversión por incorporación de tecnologías TICs adicionales, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

	2020	2021	2022	2023	2024
Solicitud de incremento de VNR adicional	6.985.413.924	7.020.731.075	7.053.362.153	7.084.245.255	7.113.501.953
Solicitud de incremento de COyM adicional	1.536.791.063	1.544.560.837	1.551.739.674	1.558.533.956	1.564.970.430

Al respecto, dado que esta materia fue rechazada como inversión en la categoría A, no se accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

8.2.2.2. Medidores de Transferencias Económicas

En la categoría A, Edelayesen, junto con solicitar un monto de inversión por la incorporación de medidores de transferencias económicas adicionales en la ATD6, solicita también adicionar un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia.

Dado que esta materia fue declarada inadmisibile en la categoría A, no se considerará en esta categoría B.

8.2.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría ninguna de las solicitudes 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 B para el ATD6:

Rechazar la solicitud de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

8.3. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C "Costos Fijos Independientes del Consumo", Edelayen plantea la siguiente materia en relación con el ATD6: Costos de Lectura y Reparto.

Edelayen discrepa de los valores unitarios para la Lectura de medidores y para el Reparto de boletas definidos en el Informe Técnico para el ATD6, debido a que a su juicio serían insuficientes para solventar las mencionadas actividades.

En esta categoría, al igual que Frontel ATD6, Edelayen presenta solo la materia de costos de Lectura y Reparto, en la que presenta idénticas argumentaciones y solicitud que Frontel, por lo que el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Frontel y su respectiva decisión. El dictamen se incluye a continuación.

8.3.1. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos por lectura y reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C ATD6:

Rechazar solicitud de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

8.4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Edelayen plantea una sola materia: Incobrables para el ATD6.

Esta fue planteada por Edelayen en los mismos términos que lo hizo Frontel, la que en esta categoría también presentó esta única materia, relacionada con el ATD6.

Por su parte, la CNE entrega sus argumentos de manera conjunta para la ATD5 y la ATD6, por lo que estos son válidos en este caso tanto para Saesa como para Frontel.

Por lo anterior, se da por reproducido en este acápite el análisis efectuado para Frontel para esta categoría, en el contexto del ATD6. El dictamen se incluye a continuación.

8.4.1. Dictamen

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 D ATD6:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD6:

Año	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB

2019	1,0293	1,0348	1,0334	1,1029	1,0946	1,1129
2020	1,0327	1,0363	1,0363	1,1104	1,102	1,1204
2021	1,0307	1,0368	1,0349	1,0975	1,0908	1,1074
2022	1,0321	1,0393	1,0366	1,0935	1,0895	1,1033
2023	1,0313	1,0384	1,0357	1,0927	1,0892	1,1025
2024	1,0317	1,0395	1,0362	1,0905	1,0878	1,1004

8.5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

Edelaysen plantea esta discrepancia para el ATD6 en los mismos términos que hizo Saesa. Por otra parte, la posición de la CNE también son los mismos.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Saesa. El dictamen se incluye a continuación.

8.5.1. Dictamen

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 E para la ATD6:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

9. LUZ OSORNO: ÁREA TÍPICA N°5

9.1. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibles, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

9.1.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo los siguientes montos de inversión. Valores en pesos (*)

2019	49.909.806.769
2020	55.318.976.457
2021	54.880.030.453
2022	54.902.784.596
2023	54.769.625.376
2024	54.633.676.843

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

(*) La empresa solicita dictaminar que no se deben realizar los descuentos por obras financiadas con fondos provenientes del FNDR. Atendido que esta petición forma parte de la categoría A, ella será analizada de manera agregada en conjunto con las otras materias presentadas en ella, según lo dispuesto en el artículo 183 bis de la LGSE.

9.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Luz Osorno plantea las siguientes cinco materias en relación con el ATD5: (i) Vano Medio utilizado por la empresa modelo; (ii) Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia; (iii) Costos de inversión *Stock* TI Macro; (iv) Medidores de Transferencias Económicas; y (v) Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD.

9.1.2.1. Vano medio utilizado por la Empresa Modelo

En esta materia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Luz Osorno se refiere al dimensionamiento del vano medio de los módulos en las siguientes redes: (i) Módulos Urbano Mixto y BT; (ii) Módulos Rural Mixto y BT; y (iii) Módulos Rural MT.

Esta materia fue planteada en los mismos términos que la respectiva discrepancia de Saesa, por lo que se da por reproducido su análisis.

Decisión:

En esta materia el Panel no accederá a la petición de la discrepante.

9.1.2.2. Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia

Luz Osorno sostiene que no deben descontarse los fondos recibidos del FNDR. Señala que el Estudio del Consultor excede el alcance regulado en las Bases Técnicas sobre las obras no construidas por la empresa distribuidora, al incluir en éstas las obras de electrificación rural financiadas con recursos del FNDR construidas por la empresa.

La discrepante indica que la normativa eléctrica obliga a las distribuidoras a prestar el servicio en la zona concesionada, y que no existen disposiciones en la LGSE que obliguen a una concesionaria a extender la zona de concesión en que opera. En este contexto, agrega que la opción adoptada por el FNDR fue la de generar incentivos a las empresas eléctricas mediante un subsidio a la inversión en proyectos de extensión de redes, en lugar de aplicar un subsidio directo a las tarifas del consumo rural. Así, prosigue, la lógica de dimensionamiento del subsidio apuntaría a compensar el déficit financiero que se produce en la evaluación privada, de forma que dicho subsidio evite un VAN negativo. En este contexto, destaca que los FNDR son un subsidio y no un aporte de terceros.

Desde una perspectiva normativa, Luz Osorno afirma que las disposiciones de la LGSE que gobiernan el proceso de determinación del nivel y estructura tarifaria de las empresas concesionarias de distribución, no instruyen la aplicación de descuentos por instalaciones construidas por terceros, y tampoco en la etapa de determinación del nivel tarifario correspondiente a los estudios de VAD. Ello, agrega, con la sola excepción de las instalaciones que fueron aportadas por terceros, y que existían a la fecha de promulgación de la LGSE en 1982, cuyo descuento debe aplicarse al momento de estructurar las tarifas de cada empresa. Al respecto, la discrepante afirma que una política de electrificación que instruya descuentos o devoluciones de los subsidios otorgados debiera establecerse por vía legal.

Por otra parte, Luz Osorno destaca que los descuentos FNDR no están contemplados en las Bases Técnicas, ya que estas disponen:

“El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones que no han sido construidas por la empresa de referencia en los últimos 30 años y que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, en base a criterios verificables y que tengan consistencia en el tiempo.

Por ejemplo:

- i. Instalaciones energéticas construidas por el urbanizador para nuevos desarrollos inmobiliarios, y que la empresa distribuidora ha recibido gratuitamente o a un precio inferior que su costo; u,
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad”.

De lo anterior, la discrepante concluye que en las Bases nada se indica respecto de dar un tratamiento especial a las instalaciones o activos derivados del FNDR. Agrega, además, que la importancia de la omisión que las Bases Técnicas hacen respecto del tema en disputa se vería ratificada en el hecho de que las Bases Preliminares del segundo Proceso VAD (2024-2028) agregan de forma explícita los proyectos financiados con subsidios del FNDR.

Frente a la posición de la CNE que indica que no sería razonable que la empresa rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo, Luz Osorno declara no estar de acuerdo ya que la empresa decide expandir su zona de operación frente a la existencia del subsidio del FNDR, y señala que este subsidio nace de la necesidad de atraer a las empresas a realizar este tipo de proyectos, puesto que si éstos hubiesen sido rentables de forma privada no hubiera existido el programa.

Luz Osorno solicita no descontar los recursos recibidos con cargo al FNDR para proyectos de electrificación rural, lo que equivaldría a no descontar los montos señalados en la siguiente tabla para el ATD5:

\$dic2019	ATD 5	
	BT	MT
2019	23.206.983.583	183.804.979
2020	23.206.983.583	183.804.979
2021	23.206.983.583	183.804.979
2022	23.206.983.583	183.804.979
2023	23.206.983.583	183.804.979
2024	23.206.983.583	183.804.979

Adicionalmente, la empresa solicita una variación por AEIR consistente con la señalada en el VNR.

La CNE, por su parte, señala que no sería razonable que la empresa de referencia rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo.

Sobre el planteamiento de que en las Bases no se trata de modo especial a las instalaciones financiadas con el FNDR, la CNE considera que las Bases serían claras al buscar que en el estudio se capturen las eficiencias derivadas de que la empresa de referencia no haya incurrido o haya incurrido en costos menores a su VNR, respecto de instalaciones que luego pasan a ser de su propiedad. Lo anterior, para este organismo, aplicaría inequívocamente al caso de las instalaciones financiadas con el FNDR, hecho que iría más allá de la literalidad del punto 8 de las Bases.

Para la CNE, el argumento de que los FNDR no estarían regulados expresamente en las Bases no es óbice para efectuar el descuento correspondiente, puesto que, en su opinión, lo importante sería que éstas respondan al criterio de eficiencia establecido en el inciso primero del artículo 183 de la LGSE. En relación con la diferencia en el texto de las bases del proceso actual y el del cuatrienio 2024-2028, que agregó expresamente los descuentos por FNDR, la

CNE afirma que ello se explica por el único propósito de que no existiese duda alguna respecto a esta materia.

La Comisión rechaza haber actuado al margen de lo señalado en la LGSE en lo que respecta al tratamiento de los FNDR, argumentando que la LGSE dispone en su artículo 193 (inciso quinto) que en el VNR se deben excluir los derechos adquiridos a título gratuito por la empresa distribuidora. En este contexto, la CNE cita el referido artículo, que dispone en el marco de la determinación del VNR que "Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación".

En opinión de la CNE, sería innegable que, a partir de los contratos del FNDR suscritos por los respectivos gobiernos regionales y las empresas, surgen, para estas últimas, derechos a recibir pagos por parte del Estado, que luego se consolidan como derechos reales (derecho de dominio sobre los bienes que constituyen la red de distribución) en sus patrimonios.

Con relación a que, según la empresa, los FNDR no son aportes de terceros, la Comisión señala que el concepto y naturaleza de los aportes de terceros en la LGSE efectivamente es distinto e independiente a los descuentos por FNDR, pero que su tratamiento no sería excluyente, y por ello se consideran ambos casos. Es decir, para la CNE argumentar que los subsidios FNDR no son aportes de terceros no lleva a la conclusión lógica de que estos no se deban descontar de los cálculos tarifarios de la empresa modelo.

Para la Comisión, la empresa modelo considera todos los costos necesarios para dar suministro a todos los clientes de la empresa distribuidora, estén estos ubicados en zonas rurales o urbanas, o ubicados dentro o fuera de la zona de concesión (con independencia de la voluntariedad o los incentivos que tenga la empresa para solicitar concesión). Luego, prosigue, si no se hiciera ningún descuento por los FNDR se generaría un efecto indeseado: aumentar la tarifa a los clientes (aumenta el costo medio), sin un gasto de inversión adicional por parte de la empresa.

Sobre el argumento de la discrepante, asociado a que el descuento tiene un carácter perpetuo a pesar de que hayan transcurrido más años que la vida útil del proyecto, la CNE sostiene que la empresa omite indicar que la metodología empleada adiciona la anualidad necesaria para renovar las instalaciones al final de su vida útil, por lo que solo se descuenta la rentabilidad sobre el activo.

Por último, la CNE afirma que determinar un factor de ajuste comparando el valor del proyecto valorizado a VNR SEC con el costo total real del proyecto ("valor del subsidio" como lo indica la discrepante) no es un error, si no que correspondería a un criterio que busca expresar el monto del subsidio de FNDR en los términos de la valorización de las instalaciones de la empresa modelo.

El Panel estima que es conceptualmente correcto no incluir en el cálculo del VAD aquellas inversiones que no han sido financiadas por la empresa, ya que su consideración implicaría rentar sobre un capital que no ha aportado. Lo anterior, sin perjuicio de que deben

considerarse los recursos necesarios para que la empresa reinvierta para efectos de mantener operativo el servicio en su zona de concesión.

A juicio de Panel, la fórmula empleada para realizar los descuentos asociados al FNDR es correcta, ya que la empresa renta por el capital propio y puede reinvertir lo equivalente a lo recibido por el fondo cuando expire la vida útil de las instalaciones financiadas con éste.

El Panel ha verificado que la expresión matemática que está en el estudio da cuenta que lo que hizo el Consultor fue: (i) restar el monto FNDR del VI; y (ii) considerar en el flujo de caja dicho monto de FNDR al final del periodo de evaluación, para luego traerlo a valor presente y transformarlo en una anualidad (con el factor de actualización del capital). Conceptualmente, lo anterior significa que el Informe Técnico le reconoció a la empresa un monto de dinero para que al final de la vida útil de las instalaciones pueda reinvertir por un valor equivalente al incluido en el FNDR.

Cabe destacar que no cambia este análisis en función del tiempo que haya transcurrido desde la obtención del FNDR y la vida útil del activo. Lo anterior, debido a que el hecho que siempre se pague a través de las tarifas una anualidad equivalente a lo necesario para hacer la reinversión cuando la vida útil haya expirado garantiza que la recaudación de la empresa regulada no implica renta sobre normales y permite realizar la referida reinversión. En este ámbito, el Panel constata que se trata del mismo tratamiento que reciben los aportes de terceros considerados en la LGSE.

Desde una perspectiva normativa, el Panel comparte lo señalado por la CNE respecto a que la no inclusión explícita del descuento en la Bases Técnicas no impide que este se realice. A juicio del Panel, el tratamiento otorgado por el Informe Técnico a las inversiones de las empresas financiadas por FNDR es consistente con los principios regulatorios dispuestos en la LGSE, que rige el proceso de determinación de tarifas a clientes finales.

Decisión:

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

9.1.2.3. Costos de inversión *Stock TI Macro*

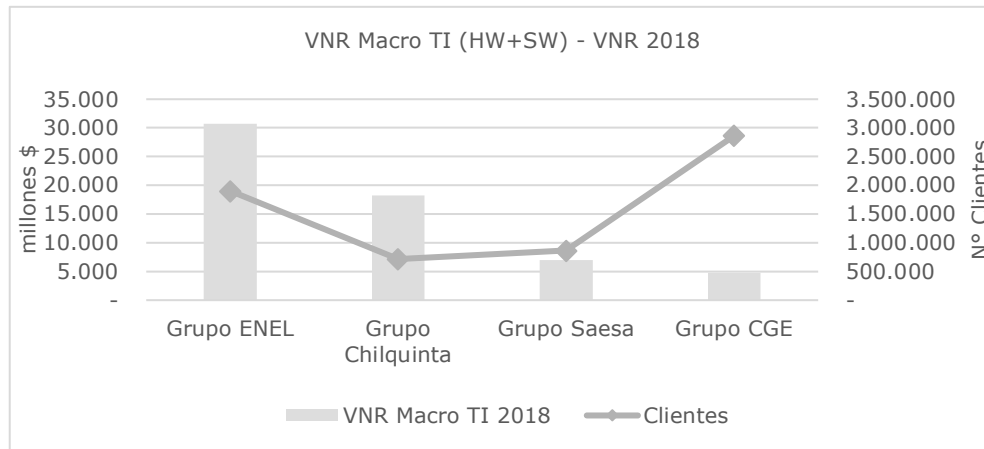
Luz Osorno discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo en las ATD5 y ATD6. Al respecto, solicita considerar los montos propuestos en el Estudio del Consultor.

La empresa señala que el Consultor determinó el costo de inversión del TI Macro para las ATD1 a ATD6 a partir de una regresión lineal log-log del VNR del año 2018, con la cantidad de clientes como variable explicativa y el costo medio por cliente de VNR como variable dependiente.

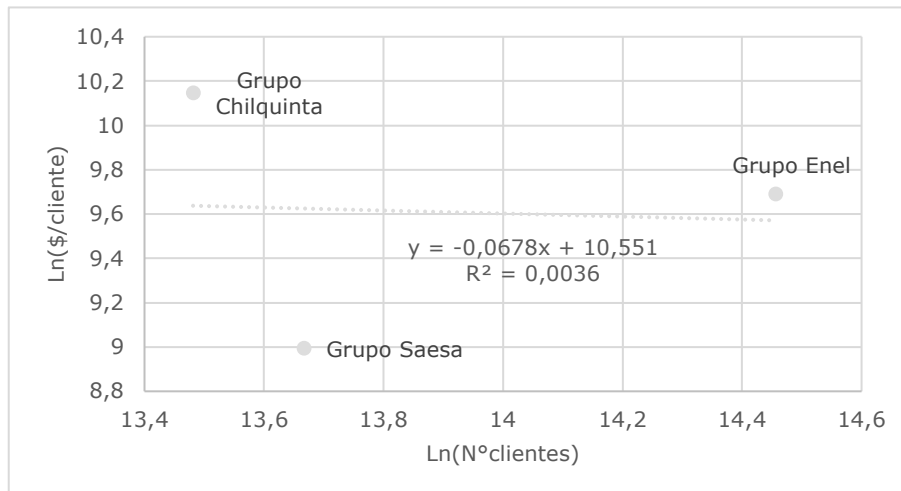
Indica que la CNE mantuvo la propuesta metodológica del Consultor, con dos consideraciones adicionales: (i) separó las ATD en dos grupos, según la cantidad de clientes de las empresas. Estableció en 70.000 clientes el límite entre estos dos grupos, ubicando a las empresas de las

ATD5 y el ATD6 en el grupo de “Empresas Grandes”; y, (ii) para efectos de calcular la regresión del grupo “Empresas Grandes”, agregó los datos del proceso VNR 2018 del Grupo Saesa.

La empresa menciona que la CNE no fundamentó la razón para no utilizar la información de las seis áreas típicas. Sobre este tema, Luz Osorno infiere que podría tratarse de consideraciones sobre la calidad y representatividad de la información disponible. La empresa acompaña la siguiente figura con los gastos en Macro TI y número de clientes.



Del gráfico, la empresa colige que el Grupo Saesa y el Grupo CGE tienen costos significativamente más bajos que los de Enel y Chilquinta. Esto, continúa, podría explicar el motivo por el cual el Consultor inicialmente descartó los datos de estos dos grupos. Agrega que posteriormente, con la inclusión del Grupo Saesa en la regresión, se obtiene una curva con bajo nivel de correlación (0,0036) y prácticamente sin variación frente a la variable dependiente, como se observa en la figura que se reproduce a continuación.



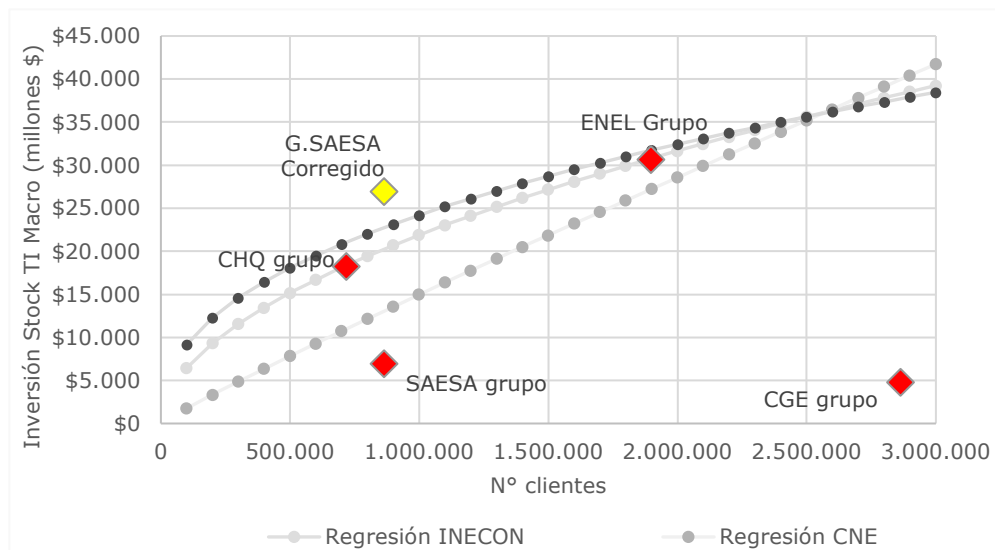
Luz Osorno señala que el bajo nivel del VNR del Grupo Saesa se debe a que, para el proceso 2018, disponía de software de los años 90', lo que contradiría el principio de las Bases

establecido en su numeral 3.3, que prescribe que la empresa modelo “utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política eficiente de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y administración”. De esta forma, sostiene que las soluciones de la empresa de referencia no serían acordes a la tecnología disponible al momento del estudio, por lo que a su juicio no debieran ser consideradas.

La empresa señala que una referencia real y actualizada se puede obtener considerando los procesos de adiciones y retiros (A&R) del 2019 en adelante, que incluyen la adquisición de los nuevos sistemas.

Con base a todo lo planteado, concluye que el costo de TI del Grupo Saesa estaría severamente subestimado, por lo que el valor del Grupo Saesa del VNR 2018 no debió haber sido considerado en la regresión pues distorsiona el resultado.

La empresa luego compara las regresiones realizadas por el Consultor, la CNE en su informe final y, una tercera, considerando lo realizado por la CNE, pero con el VNR del Grupo Saesa corregido (según los A&R). Señala que esta última curva se mostraría similar a la del Consultor. Por otro lado, agrega, la regresión de la CNE sería más bien lineal y no representaría las economías de escala en empresas con un gran número de clientes.



Luz Osorno sostiene que la CNE no fundamenta la afirmación de que el VNR de Chilquinta sería alto. Agrega que la misma CNE indica que los costos de TI tienen economías de escala, lo que estaría reflejado en los costos por cliente de Enel y Chilquinta. Señala que incluso los costos incurridos por el Grupo Saesa, considerando sus A&R, están en línea con los valores del VNR 2018 de Chilquinta, por lo que a su juicio no se aprecia que el costo de Chilquinta sea necesariamente erróneo.

Por otro lado, continúa, la CNE señala que busca representar economías de escala, sin embargo, los valores presentados por la CNE en su escrito muestran que el dato de Grupo Saesa del VNR 2018 va contra la existencia de estas economías de escala.

Respecto del argumento de que el costo de TI de Grupo Saesa del VNR 2018 correspondería a un sistema obsoleto y que no era representativo, expone que la Comisión señaló que “la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, y el horizonte de tarificación corresponde a noviembre 2020 – noviembre 2024, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito”. Al respecto, Saesa indica que no está solicitando que se considere el costo de inversión, sino volver al cálculo del Estudio del Consultor.

La CNE, por su parte, señala que los costos de macroinformática (TI Macro) fueron dimensionados por el Consultor a través de una regresión entre la cantidad de clientes y el costo de inversión por cliente. Agrega que, sin perjuicio de lo anterior, la Comisión realizó modificaciones a dicho cálculo de manera de obtener valores que fuesen representativos de los costos eficientes de una empresa modelo.

En particular, la CNE cuestiona los que considera altos costos informados por Chilquinta, con 25.550 pesos/cliente, un 58% superior al de Enel. Agrega que para eliminar esta distorsión agregó al Grupo Saesa a la regresión, lo que habría permitido que el modelo fuese más robusto.

Con relación a lo manifestado por el Grupo Saesa, en el sentido de que sus costos TI fijados en el VNR no serían representativos debido a que su *software* y *hardware* serían obsoletos, la Comisión afirma que la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, por lo cual no correspondería tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito.

Finalmente, la CNE indica que la suma de inversiones asignadas por el Informe Técnico para las ATD5 y ATD6 resultan ser casi el doble de la suma de las inversiones de ambas empresas en el VNR fijado SEC.

Para resolver la presente discrepancia el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$14.333.054.713 en el año base, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que los \$7.148.359.890 para el mismo año incluidos en el Informe Técnico.

La CNE basa sus cálculos del monto requerido en macroinformática en una regresión con tres datos de VNR, con un coeficiente de determinación menor a 0,004, y en la cual cada dato que se agrega o retira cambia la naturaleza de los resultados de manera relevante. En opinión del Panel, el análisis realizado carece de la robustez necesaria para determinar los valores de los activos en *hardware* y *software* para las empresas concesionarias.

Por otro lado, 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. De esta forma, 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.

En opinión del Panel, dada la ausencia de otra información, el VNR de las empresas constituye una referencia a considerar para estimar la inversión requerida en macroinformática de la empresa modelo. Sin embargo, del análisis de los antecedentes incluidos en el citado VNR, el Panel concuerda con la discrepancia en cuanto a que, en el caso de ciertos sistemas, tales como el Sistema de Gestión Comercial y el Sistema de Gestión de la Distribución, los datos asociados a Saesa no están correctamente representados en su VNR, lo que no fue controvertido por la CNE. En virtud de lo señalado, el Panel tomará como referencia el VNR 2018, corrigiendo aquellos valores de Saesa que no sean consistentes con la realidad de la industria y lo requerido por las Bases.

En base al análisis del VNR 2018 para Enel, Chilquinta y Saesa para los Sistemas de Gestión Comercial y de Gestión de la Distribución, el Panel obtuvo la siguiente tabla de costos por cliente por sistema, en la cual se verifica la subvaloración de ambos sistemas para el caso de Saesa.

	Enel	Chilquinta	Saesa
Sistema de Gestión Comercial	\$6.103 por cliente	\$10.525 por cliente	\$203 por cliente
Sistema de Gestión de la Distribución	\$2.109 por cliente	\$1.092 por cliente	\$102 por cliente

De esta forma, y para corregir tal distorsión, el Panel valorizó los citados sistemas de acuerdo con los promedios ponderados para Enel y Chilquinta para cada sistema, es decir, \$7.315 por cliente para el Sistema de Gestión Comercial, y \$1.831 por cliente para el Sistema de Gestión de la Distribución, lo que da como resultado valor de \$8.841 por cliente que, aplicado a la cantidad de clientes de Saesa, da un monto de \$4.468.179.513 pesos.

En consistencia con lo antes expuesto, el Panel considerará como valor de referencia para la empresa modelo del ATD5 el VNR de la empresa, es decir, \$6.874.619.460, más los \$4.468.179.513 asociados al Sistema de Gestión Comercial y al Sistema de Gestión de la Distribución, es decir, \$11.342.798.973. Dado que este valor se aproxima más a la propuesta de la discrepante, de \$14.333.054.713, que a la de la CNE, de \$7.148.359.890, el Panel accederá a la solicitud de Luz Osorno.

Decisión:

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

9.1.2.4. Medidores de transferencias económicas

Cuestión previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Luz Osorno en esta materia. Fundamenta su petición en que no hubo modificaciones entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con la cantidad de medidores valorizados para el sistema de transferencias económicas, y que solo se habría eliminado una hoja "CAPEX-OPEX" dado que no se utilizaría en el cálculo.

La discrepante sostiene que la CNE no consideró lo indicado en el Estudio del Consultor, el que se referiría a un documento en la sección "1.4 Valorización actual y proyectada de la solución", señalando explícitamente que "La planilla de cálculo referenciada tiene una hoja CAPEX-OPEX que considera la inversión y costos de operación actuales y proyectados para cada uno de los ítems 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4". Agrega que la referida planilla de cálculo se titula "Anexo 4-10 - CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Por lo anterior, concluye que la CNE sí habría modificado lo planteado por el Consultor.

El Panel observa que, tal como indica la empresa, la planilla de cálculo utilizada por el Consultor en su informe es la identificada con el título "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". En dicha planilla se aprecia que hay una hoja de cálculo titulada "CAPEX-OPEX" donde está la información citada en la tabla "Hoja Capex-Opex del Informe Final del Consultor,

sección 6.2". Sin embargo, esa hoja de cálculo no es la que utiliza el Consultor para valorizar los equipos que deben atribuirse al VAD de la empresa, ya que estos se encuentran en la hoja de cálculo titulada "Para VAD". En esta última hoja de cálculo se atribuyen: cero clientes a Saesa (ATD5) y 16 a Frontel (ATD6).

El Panel constata que los valores asociados a la categoría "6.2 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas" son coherentes con lo exhibido en las proyecciones para puntos de medida para transferencias económicas indicados en la hoja de cálculo "Para VAD" del archivo titulado "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Estos valores son coincidentes con los presentados por la CNE en su Informe Técnico.

En consecuencia, en esta materia el Panel no advierte diferencias entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel estima que en este caso no se configura ninguna de las hipótesis establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que habilitan a discrepar y, en consecuencia, declarará inadmisibles las discrepancias en análisis.

9.1.2.5. Determinación de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD

Luz Osorno, en el marco de la presente discrepancia, identifica cinco temas principales que fueron objetados a través de observaciones: (i) las tasas de falla; (ii) los tiempos de interrupción; (iii) el incumplimiento de indicadores; (iv) los costos de la generación de respaldo; y (v) temas generales de trazabilidad y calidad del modelo utilizado.

La empresa solicita que se determinen las inversiones asociadas al cumplimiento de la NTD utilizando la metodología que propone al efecto.

La discrepante muestra la inversión para dar cumplimiento a la referida norma técnica en cada área típica, como porcentaje del VNR base de la empresa modelo, y destaca el bajo nivel de inversión que se considera para la empresa modelo del ATD5 (solo un 1,7% extra de inversión en 15 años), a pesar de ser una zona de baja densidad y adversas condiciones tanto climáticas como geográficas para la distribución eléctrica. Agrega que esta baja inversión se explica por la baja tasa de falla aplicada por los criterios definidos en la obtención de dicho valor, y que no se justificaría a partir de una alta inversión inicial que deje a la empresa modelo muy cerca de cumplir el estándar.

Según Luz Osorno, la metodología de la CNE ha considerado utilizar las fallas reales de la empresa de referencia del año 2019, y ha realizado un proceso de depuración consistente en la eliminación de algunas fallas de la estadística en función de las causas que gatillan esas fallas. Para la empresa, en la práctica se están descartando fallas en función de la clasificación que cada empresa utilizó al momento de informar la falla. Destaca la discrepante que, como resultado de esta metodología, cuando se comparan las empresas del ATD1 al ATD6 se aprecia que el ATD5 tiene un porcentaje de descuento significativamente mayor al de las otras ATD (que alcanza un 83%). Agrega Luz Osorno que el resultado obtenido por la CNE es contraintuitivo, ya que las empresas más densas tienen mayores tasas de falla que aquellas

menos densas, lo que contradice la definición misma de los indicadores que toman en consideración la dificultad de entregar el servicio de distribución en cada zona.

A juicio de la discrepante, es incorrecto el tratamiento que se ha dado a las fallas por "Operación imprevista de equipo", al asociarlo a una falla por defecto de material o equipo, en tanto esta clasificación la usa la empresa de referencia para agrupar interrupciones en que no se logró identificar el origen, por lo que son comparables a las fallas "Origen no determinado", las que sí han sido consideradas en la estadística a utilizar en la empresa modelo. Además, indica Luz Osorno, la CNE no consideraría ajustes a la tasa de falla para los casos en que la empresa de referencia tiene menores fallas por efecto de inversiones o gastos realizados, que no son reconocidos por la empresa modelo.

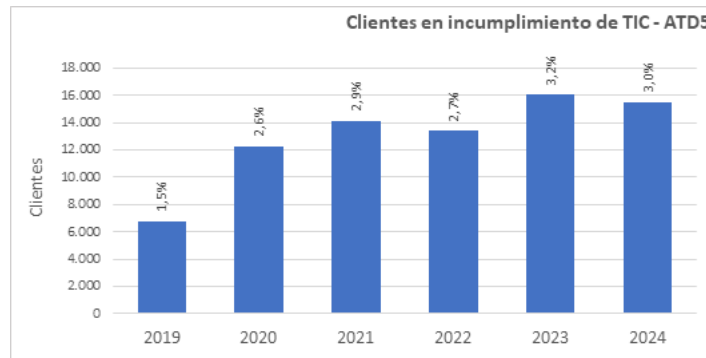
La discrepante solicita que, considerando la materialidad de las falencias identificadas en el modelo, se modifique la tasa de falla definida para la empresa modelo del ATD5, incluyendo las fallas de "Operación imprevista de equipos" con el mismo tratamiento que se dio a las fallas de "Origen no determinado".

Según Luz Osorno, las mejoras en los indicadores de calidad que cada aspecto incorporado en el modelo aporta, fueron obtenidas a través de la experiencia de los especialistas del equipo consultor, por lo que no sería posible realizar ningún tipo de trazabilidad a esas mejoras. De manera específica, la discrepante alega que no habría trazabilidad: del hecho de que un determinado tramo de conductor fuera reemplazado por un conductor protegido o soterrado; del cálculo realizado para justificar el tamaño o ubicación de los equipos de generación instalados; de la justificación del incremento de brigadas; y de la determinación de qué clientes se ven afectados por cada iniciativa de mejora de calidad de servicio implementada.

A juicio de la discrepante, se apreciarían algunos fenómenos que no tienen una justificación razonable como, por ejemplo, que la empresa base diseñada no es construida desde un inicio con el estándar requerido, sino que tiene un importante incremento en su VNR en 2020 para dar cumplimiento a la nueva norma de calidad.

Destaca Luz Osorno que, entre las alternativas para dar cumplimiento a los indicadores de calidad de servicio señalados en la NTD, la instalación de generación de respaldo es una de las más utilizadas en la empresa modelo. Al respecto, en opinión de la empresa, tres elementos serían cuestionables: (i) no se demuestra que la agrupación de diferentes puntos que requieren respaldo, que están repartidos a lo largo del alimentador en un número pequeño de generadores sea una solución factible para mejorar los indicadores de calidad, en particular en zonas más rurales con gran dispersión de los clientes; (ii) el tamaño del generador a utilizar para respaldar la demanda puede resultar muy ajustado, en general se utiliza un 20% de holgura en los generadores de respaldo en la red de distribución, para asegurar la estabilidad de la máquina ante variaciones de requerimiento de demanda; y (iii) el costo considerado para los generadores no es consistente con el costo real de este tipo de equipo.

Luz Osorno plantea que la empresa modelo diseñada no cumple con los estándares de calidad de servicio señalados en la Norma Técnica para el TIC. Al efecto presenta la siguiente figura con el porcentaje de clientes en incumplimiento de TIC en el ATD5:



Con respecto a este punto, la discrepante afirma que la CNE incorporó en el COMA de la empresa modelo un ítem de compensaciones para aquellos clientes que estarían fuera de la norma. La discrepante entiende que esto no sería adecuado, pues las Bases señalan que la empresa modelo debe ajustarse a todas las normativas vigentes.

Aclara Luz Osorno que, tal como ocurrió con la modelación del Consultor, y como ocurre también con la modelación del Informe Técnico, la modelación desarrollada por GTD (informe que la discrepante adjunta) no permite dimensionar una empresa modelo para el ATD5 que cumpla eficientemente con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, a menos que se incorpore infraestructura adicional a un costo que, a juicio de la discrepante, no correspondería trasladar a las tarifas de los clientes finales de estas zonas. Agrega que este aspecto del problema fue responsablemente advertido por las concesionarias de distribución al regulador al momento de discutirse el diseño de la normativa de calidad de servicio para el segmento (hoy vigente).

Según la discrepante, al igual que para el caso de la tasa de falla, para determinar el tiempo de las interrupciones experimentado por la empresa modelo se utiliza una versión depurada de las estadísticas de la empresa de referencia. Al respecto argumenta que la metodología empleada por la CNE (que detalla) contravendría lo señalado en las Bases, en su numeral 3.2, en tanto, al utilizar un *benchmark* y posterior ajuste de las duraciones de falla en función de información de otras áreas típicas se estarían violando restricciones definidas en las Bases. Al respecto, señala que: (i) el tiempo de la duración de falla está directamente relacionado con la ubicación de los clientes de la empresa modelada, de esta forma, sería lógico esperar que empresas con menor densidad de clientes presenten tiempos mayores de falla; (ii) los tiempos de duración de falla se asocian también con las características geográficas y climáticas de la zona, contexto en que el acceso a zonas de difícil geografía tomará más tiempo y las condiciones climáticas adversas dificultarán tanto el traslado como el trabajo en el sitio de la falla; y (iii) tanto el trazado de caminos como su calidad gatillarán diferencias en los tiempos de falla que tendrá cada empresa.

La discrepante finalmente propone una metodología alternativa, a partir de una herramienta de análisis de redes de distribución elaborada por GTD, la que se aplica a la red dimensionada por INECON. Se simula esta red incorporando sucesivamente diversas medidas que permitan ir mejorando la confiabilidad de ésta, considerando una tasa de falla única, hasta que todos

los indicadores (SAIDI, SAIFI, TIC, FIC) queden por debajo de los estándares definidos en la norma. Luego, valora las inversiones asociadas a dichas medidas considerando costos estándares de redes y los precios de equipos contenidos en el IT de la CNE.

Por último, solicita (para ATD5) dictaminar que los montos totales de inversión que permiten el cumplimiento del 100% de los índices de interrupciones globales SAIDI y SAIFI exigidos son los que se detallan en la tabla siguiente:

\$ dic 2019	ATD 5
Inversiones NTDX	
2019	8.436.000.000
2020	8.436.000.000
2021	8.436.000.000
2022	8.436.000.000
2023	8.436.000.000
2024	8.436.000.000

Así, el VNR que se debe adicionar a la empresa modelo es el siguiente:

\$ dic 2019	ATD 5
Adición de VNR	
2020	5.328.828.887
2021	4.860.571.170
2022	4.860.571.170
2023	4.707.180.397
2024	4.552.857.578

Lo que, a su vez, se traduce en el siguiente VNR de instalaciones eléctricas más bienes muebles e inmuebles:

\$ dic 2019	ATD 5
Total VNR	
2020	334.445.834.323
2021	335.642.108.326
2022	336.454.489.644
2023	342.053.079.199
2024	347.492.997.457

Adicionalmente, solicita dictaminar el incremento por AEIR consistente con el señalado aumento en VNR.

También solicita dictaminar que los montos de los COyM del ATD5 sean ajustados en los siguientes valores, de manera de reconocer el incremento en generación de respaldo y de descontar el costo reconocido para pago de compensaciones, según la siguiente tabla:

Cambio costos OyM por Norma Técnica

	MT	BT
2019	\$ -1.954.700	\$ -4.766.833
2020	\$ -24.716.979	\$ -9.225.956
2021	\$ -20.125.812	\$ -10.512.392
2022	\$ -22.614.162	\$ -9.979.880
2023	\$ -18.581.850	\$ -10.510.725
2024	\$ -27.215.734	\$ -10.814.758

La CNE, por su parte, indica que la empresa concluye que se debe corregir el descuento de fallas de la causa 2201 denominada "Operación imprevista de equipo", y que argumenta que la no identificación del origen de la falla se debería a muchas condiciones adversas, tales como geografía, clima o luminosidad (falla nocturna), y que ocurren en zonas de alta ruralidad y difícil clima y acceso, por lo cual la discrepante solicita incluirlas (prorrrateándolas) entre todas las otras fallas que enfrenta la empresa modelo.

Al respecto, la CNE afirma que en el Informe Técnico, para efectos de la determinación de costos para el cumplimiento de los indicadores de calidad de suministro de la norma técnica, se excluyen aquellas fallas por causas del tipo "fuerza mayor" y "externa", dejando sólo las de tipo "interna". Agrega que, no obstante lo anterior, a ese subconjunto de fallas de tipo "interna", se las reclasifica según aquellas que van a VAD o no, conforme se evalúe si estas fallas afectan a la empresa modelo o no. A juicio de la CNE, en caso de que estas fallas¹ sean incluidas en el VAD, significaría un traspaso directo de mayores costos a tarifas de usuarios, de forma que la "no identificación" de las fallas puede incentivar a la empresa a incrementar este tipo de causas, produciendo un problema de riesgo moral. Respecto de otros argumentos, para la CNE es importante mencionar que la discrepante se refiere a una serie de elementos que finalmente no se materializan en ningún cambio en la solicitud al Panel, las que lista a modo de ejemplo: (i) los tiempos de interrupción, en que para solicitar los costos al Panel mantiene los tiempos de interrupción del Informe Técnico; (ii) los costos de generadores, en que para solicitar los costos al Panel mantiene los mismos valores del Informe Técnico; y (iii) sobre temas de trazabilidad no es posible reproducir al menos el cálculo de los indicadores de SAIDI y SAIFI del Anexo "InfAnálisisConfiab_Metodología.doc".

Para la CNE, no obstante todos los argumentos señalados, la empresa sólo discrepó de las tasas de fallas y propuso una metodología alternativa de obtención de costos para cumplimiento de la norma de calidad.

Con relación a la materia sobre tasas de falla, el Panel estima que es correcto el criterio empleado por la CNE en cuanto a no considerar en la estimación del VAD aquellas fallas cuyo origen no está adecuadamente identificado, como es el caso de las denominadas "Operación

imprevista de equipo” que la discrepante solicita que se incorporen en el cálculo. Lo anterior, porque debe ser parte de los incentivos que enfrenta la empresa realizar todos los esfuerzos por identificar las causas de falla, y la inclusión, sin un fundamento claro, de fallas de este tipo no genera estos incentivos, y podría llevar a sobrevalorar el VAD en el futuro. En este ámbito, cabe destacar, además, que según antecedentes entregados por la CNE en la ATD5 las fallas clasificadas como “Operación imprevista de equipos” tiene un valor tanto absoluto como porcentual significativamente superior al promedio del resto de las áreas típicas.

Por otra parte, la petición menciona, además de las tasas de falla, la necesidad de cumplir la NTD, tanto en los índices SAIDI y SAIFI como TIC y FIC, sin embargo, la solicitud basada en un estudio de GTD se refiere solo a las tasas de fallas y el cumplimiento de los índices SAIDI y SAIFI. De hecho, el mencionado estudio, de donde se obtienen los números exactos que la discrepante reclama, señala que en la tabla que a continuación presenta “(...) se muestran los resultados de la valorización de todos los proyectos necesarios para el cumplimiento de los indicadores de la NTD, dimensionados para las tasas de falla solicitadas por SAESA al Honorable Panel de Expertos, los cuales permiten el cumplimiento del 100% de los índices de interrupciones globales SAIDI y SAIFI exigidos al año 2020”. La referida tabla es la siguiente:

Tipo Inversión	millones \$
Interconexiones	217
Refuerzos	2.515
Reconectores Interconexiones	94
Generación	5.137
Reconectores Generación	473
Total	8.436

Los valores solicitados por la discrepante se centran en el cumplimiento de los índices SAIDI y SAIFI, considerando las tasas de falla pedidas por la empresa. Habiendo ya señalado que el criterio sobre las tasas de falla empleado por la CNE es adecuado, el Panel constata que aquello que corresponda al remanente del monto solicitado está asociado a una modelación alternativa que desarrolló el consultor de la empresa. Al respecto, el Panel ha revisado el informe que adjunta la discrepante y observa que su alcance no contempla un análisis razonado del origen de las diferencias entre los resultados del Informe Técnico y del Estudio del Consultor de la empresa, lo que no permite comparar ambas soluciones.

En efecto, sobre el alcance del estudio que acompaña la discrepante, el documento establece que el trabajo “(...) se realiza solo con el objetivo de observar los resultados de la valorización del Estudio de VAD del IT de la CNE, por concepto de cumplimiento de los estándares de interrupciones de la NTD, y no considera una revisión y corrección del dimensionamiento y costos de las instalaciones eficientes de dicho estudio”.

Sobre la base de lo expuesto, el Panel concluye que los antecedentes entregados por la discrepante son insuficientes para fundamentar una crítica a la modelación realizada en el Informe Técnico.

Decisión:

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

Prevención del integrante Claudio Gambardella Casanova

El integrante que suscribe esta prevención concuerda con el sentido del dictamen, pero estima que los argumentos para rechazar la petición de la discrepante se fundamentan en las consideraciones que se expresan a continuación.

(i) La CNE ha presentado suficiente evidencia acerca del tratamiento que hace la SEC de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, con ocasión de interrupciones del suministro eléctrico causadas por el no cumplimiento de los indicadores contenidos en la NTD y signados con las abreviaciones TIC y FIC;

(ii) De las presentaciones tenidas a la vista, que incluye un informe de la propia SEC, resulta evidente, a juicio de quien suscribe, que las compensaciones reguladas en la Ley N°18.410 representan, en este caso, una manera alternativa para cumplir con un estándar establecido en la norma técnica respectiva;

(iii) En ese contexto, las compensaciones no cumplen el rol de una sanción, sino que constituyen una contraprestación económica prefijada y objetiva (con independencia de la responsabilidad de la concesionaria), cuyo pago implica una forma de cumplimiento alternativo (y lícito) de un estándar establecido en la NTD. No existe, como en el caso de la sanción (expresada generalmente a través de una multa), ni circunstancias agravantes ni atenuantes, ni la facultad de la SEC para analizar circunstancias de hecho en un procedimiento administrativo sancionador. En efecto, la compensación, a diferencia de la sanción, no busca determinar conductas (en este caso, poner fin a las interrupciones fuera de rango, como sí ocurre en el caso de las interrupciones SAIDI y SAIFI);

(iv) En ese orden de consideraciones, el integrante que suscribe, estima que las compensaciones son y serán, con una alta probabilidad, la manera en que las empresas cumplirán con la obligación derivada de las interrupciones del suministro eléctrico que se produzcan en la práctica, dado que esa es la manera más eficiente de cumplir con el estándar establecido por la norma, en contraposición a acometer las inversiones necesarias para no tener interrupciones del tipo TIC y FIC;

(v) El suscribiente no divisa ni razones técnicas, ni jurídicas ni regulatorias que impidan traspasar a la empresa modelo decisiones y prácticas económicas costo eficientes (y permitidas por el ordenamiento legal) desde la empresa real;

(vi) Lo anterior, máxime si las empresas concesionarias han sido informadas con toda claridad de que el pago de las compensaciones será considerado suficiente como para dar por cumplido el estándar de interrupción de suministro eléctrico, dado el pronunciamiento formal de la CNE y la SEC en el sentido señalado.

9.1.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de costos de inversión stock TI macro. 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 A:

Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

9.2. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

9.2.1. Alternativas Categoría B

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo del ATD5 los siguientes montos (en pesos):

2019	2.843.529.419
2020	1.829.594.961
2021	1.626.130.806
2022	1.615.728.159
2023	1.564.798.748
2024	1.559.756.314

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

9.2.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B “Costo de Operación y Mantenimiento”, Luz Osorno plantea las siguientes cinco materias en relación con el ATD5: (i)

Costos de O&M asociados al incremento en el costo del Stock TI de la Empresa Modelo; (ii) Medidores de transferencias económicas; (iii) Costos óptimos de control del hurto; (iv) Costos de O&M asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo; y (v) COyM asociados a las inversiones necesarias para dar cumplimiento a la NTD.

9.2.2.1. COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo

En la categoría A, Luz Osorno, para la ATD5, junto con solicitar un monto de inversión por incorporación de tecnologías TICs adicionales, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

	2020	2021	2022	2023	2024
Solicitud de incremento de VNR adicional	7.208.645.086	7.236.741.313	7.259.494.838	7.279.727.008	7.297.468.788
Solicitud de incremento de COyM adicional	1.585.901.919	1.592.083.089	1.597.088.864	1.601.539.942	1.605.443.133

Al respecto, dado que esta materia fue acogida como inversión en la categoría A, se accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

9.2.2.2. Medidores de Transferencias Económicas

En la categoría A, Luz Osorno, junto con solicitar un monto de inversión por la incorporación de medidores de transferencias económicas adicionales en la ATD5, solicita también adicionar un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia.

Dado que esta materia fue declarada inadmisible en la categoría A, no se considerará en esta categoría B.

9.2.2.3. Costos óptimos de control del hurto

Esta materia, articulada en torno a un modelo de optimización conjunta de hurtos y costos de control de hurtos, fue analizada en la categoría D Pérdidas Medias del ATD5 de esta discrepancia. Dicho modelo arroja como resultado el mínimo valor (óptimo) de la suma entre los hurtos valorados y el costo de control de hurtos.

Dada esa optimización conjunta, el Panel accedió a la solicitud de la empresa, conformada por una trayectoria de pérdidas por hurto y una trayectoria de costos de control de hurtos, para el periodo 2020-2024.

En ese contexto, el Panel accede a esta solicitud de Luz Osorno en la categoría B para el ATD5, consistente en una trayectoria de costos por control de hurtos, que se muestra en la siguiente tabla. Los valores están en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
3.557.938.261	2.577.302.047	2.489.649.214	2.531.813.545	2.493.402.025	2.493.402.025

Los montos que deben agregarse a los ya considerados en el Informe Técnico por este concepto, son los que se indican a continuación, en pesos.

2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.125.279.000	133.172.541	-79.741.633	-93.176.820	-152.046.726	-152.046.726

Decisión:

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

9.2.2.4. COyM asociados a la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo

Esta materia fue planteada en los mismos términos que la discrepancia de Saesa para las ATD5, por lo que se da por reproducido su análisis.

Decisión:

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

9.2.2.5. COyM asociados al cumplimiento de la NTD

En la categoría A, Luz Osorno, junto con solicitar un monto de inversión obtenido de una metodología alternativa que simula esta red incorporando diversas medidas, considerando una tasa de falla única, hasta que todos los indicadores (SAIDI, SAIFI, TIC, FIC) queden por debajo de los estándares definidos en la norma, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

Cambio costos OyM por Norma Técnica

	MT	BT
2019	\$ -1.954.700	\$ -4.766.833
2020	\$ -24.716.979	\$ -9.225.956
2021	\$ -20.125.812	\$ -10.512.392
2022	\$ -22.614.162	\$ -9.979.880
2023	\$ -18.581.850	\$ -10.510.725
2024	\$ -27.215.734	\$ -10.814.758

Al respecto, dado que el Panel no accedió a esta materia como inversión en la categoría A, tampoco accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

9.2.3. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel ha acogido en esta categoría las solicitudes en la materia de COyM asociados al incremento del stock TI y costos óptimos de control de hurtos. Atendido 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 B:

Adicionar a los COyM de la empresa modelo del ATD5 los siguientes montos (en pesos):

2019	2.843.529.419
2020	1.829.594.961
2021	1.626.130.806
2022	1.615.728.159
2023	1.564.798.748
2024	1.559.756.314

9.3. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C

Luz Osorno, al igual que Saesa, plantea en esta categoría como única materia la de Costos de Lectura y Reparto, para el ATD5. A su vez, esta materia fue planteada en los mismos términos que la discrepancia de Saesa.

Por su parte, la CNE entrega sus argumentos de manera conjunta para la ATD5 y la ATD6, por lo que estos son aplicables en este caso tanto para Saesa como para Luz Osorno.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Saesa para esta categoría, en el contexto del ATD5. El dictamen se incluye a continuación.

9.3.1. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de Costos de Lectura y Reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C:

Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

9.4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Luz Osorno plantea las siguientes dos materias en relación con el ATD5: (i) Hurto residual; e (ii) Incobrables.

Estas fueron planteadas por Luz Osorno en los mismos términos que lo hizo Saesa. A su vez, esta última presentó en esta categoría estas mismas dos materias únicamente.

Por su parte, la CNE entrega sus argumentos de manera conjunta para la ATD5 y la ATD6, por lo que estos son aplicables en este caso.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Saesa para esta categoría, en el contexto del ATD5. El dictamen se incluye a continuación.

9.4.1. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD5

Año	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0158	1,0188	1,0177	1,0612	1,0622	1,0706
2020	1,0216	1,0232	1,0235	1,0882	1,0887	1,0976
2021	1,0187	1,0214	1,0208	1,0642	1,0651	1,0735
2022	1,0178	1,0207	1,0198	1,0604	1,0617	1,0697
2023	1,0179	1,0209	1,0199	1,06	1,0615	1,0692

2024	1,018	1,0212	1,0201	1,0588	1,0607	1,0681
------	-------	--------	--------	--------	--------	--------

9.5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

Luz Osorno plantea esta discrepancia para el ATD5 en los mismos términos que lo hizo Saesa. Por otra parte, los argumentos de la CNE en los que funda su posición son también los mismos que esgrimió para Saesa.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Saesa. El dictamen se incluye a continuación.

9.5.1. Dictamen

Teniendo presente lo dispuesto en los artículos 183 bis y 211 de la LGSE, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen en la categoría E:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

10. LUZ OSORNO: AREA TIPICA N°6

10.1. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

10.1.1. Alternativas categoría A

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1 Dictaminar que se debe adicionar al VNR de la empresa modelo los siguientes montos de inversión (en pesos) (*).

2019	80.538.938.776
2020	80.634.632.678
2021	80.693.868.325
2022	80.759.119.906
2023	80.792.205.205
2024	80.825.288.558

Alternativa 2 Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

(*) La empresa solicita dictaminar que no se deben realizar los descuentos por obras financiadas con fondos provenientes del FNDR. Atendido que esta petición forma parte de la categoría A, ella será analizada de manera agregada en conjunto con las otras materias presentadas en ella, según lo dispuesto en el artículo 183 bis de la LGSE.

10.1.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Luz Osorno plantea las siguientes cuatro materias en relación con el ATD6: (i) Vano medio utilizado por la empresa modelo; (ii) Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia; (iii) Costos de inversión Stock TI Macro; y (iv) Medidores de transferencias económicas.

10.1.2.1. Vano medio utilizado por la Empresa Modelo

En esta materia relacionada con la categoría A "Costo Total de Inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta", Luz Osorno se refiere al dimensionamiento del vano medio de los módulos en las siguientes redes: (i) Módulos Urbano Mixto y BT; (ii) Módulos Rural Mixto y BT; y (iii) Módulos Rural MT.

Esta materia fue planteada en los mismos términos que la respectiva discrepancia de Frontel, por lo que se da por reproducido su análisis.

Decisión:

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

10.1.2.2. Descuentos por obras no construidas por la empresa de referencia

Luz Osorno argumenta que no deben descontarse los fondos recibidos del FNDR. Al respecto, señala que el Estudio del Consultor excede el alcance regulado en las Bases sobre las obras no construidas por la empresa distribuidora, al incluir las obras de electrificación rural financiadas con recursos del FNDR construidas por la empresa.

Para la discrepante, la normativa eléctrica obliga a las distribuidoras a prestar el servicio en la zona concesionada, y no existen disposiciones en la LGSE que obliguen a una concesionaria a extender la zona de concesión en que opera. En este contexto agrega que la opción adoptada por el FNDR fue la de generar incentivos a las empresas eléctricas mediante un subsidio a la inversión en proyectos de extensión de redes, en lugar de aplicar un subsidio directo a las tarifas del consumo rural. Así, prosigue, la lógica de dimensionamiento del subsidio apunta a compensar el déficit financiero que se produce en la evaluación privada, de forma que dicho subsidio evite un VAN negativo. Destaca en este contexto que los FNDR son un subsidio y no un aporte de terceros.

Desde una perspectiva normativa, Luz Osorno afirma que las disposiciones de la LGSE que gobiernan el proceso de determinación del nivel y estructura tarifaria de las empresas concesionarias de distribución, no instruyen la aplicación de descuentos por instalaciones construidas por terceros, ni en la etapa de determinación del nivel tarifario correspondiente a los estudios de VAD, con la sola excepción de las instalaciones que fueron aportadas por terceros, y que existían a la fecha de promulgación de la LGSE en 1982, cuyo descuento debe aplicarse al momento de estructurar las tarifas de cada empresa. Al respecto, la discrepante afirma que una política de electrificación que instruya descuentos o devoluciones de los subsidios otorgados debiera establecerse por vía legal.

Por otra parte, Luz Osorno destaca que los descuentos FNDR no están contemplados en las Bases, ya que estas disponen:

“El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones que no han sido construidas por la empresa de referencia en los últimos 30 años y que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR, en base a criterios verificables y que tengan consistencia en el tiempo.

Por ejemplo:

- i. Instalaciones energéticas construidas por el urbanizador para nuevos desarrollos inmobiliarios, y que la empresa distribuidora ha recibido gratuitamente o a un precio inferior que su costo; u,
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad”.

De lo anterior, la discrepante concluye que en las Bases nada se indica respecto de dar un tratamiento especial a las instalaciones o activos derivados del FNDR. Agrega, además, que la importancia de la omisión que las Bases hacen respecto del tema en disputa se vería ratificada

en el hecho de que las Bases Preliminares del segundo Proceso VAD (2024-2028) agregan de forma explícita los proyectos financiados con subsidios del FNDR.

Frente a la posición de la CNE, que indica que no sería razonable que la empresa rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo, Luz Osorno declara no estar de acuerdo ya que la empresa decide expandir su zona de operación frente a la existencia del subsidio del FNDR, y señala que este subsidio nace de la necesidad de atraer a las empresas a realizar este tipo de proyectos, puesto que si éstos hubiesen sido rentables de forma privada no hubiera existido el programa.

Luz Osorno solicita no descontar los recursos recibidos con cargo al FNDR para proyectos de electrificación rural, lo que equivale a no descontar los montos señalados en la siguiente tabla para el ATD6:

\$ dic 2019	ATD 6	
	BT	MT
2019	32.936.248.787	1.007.131.169
2020	32.936.248.787	1.007.131.169
2021	32.936.248.787	1.007.131.169
2022	32.936.248.787	1.007.131.169
2023	32.936.248.787	1.007.131.169
2024	32.936.248.787	1.007.131.169

La CNE destaca que, a su juicio, no es razonable que la empresa de referencia rente por instalaciones cuya adquisición no le han significado un costo.

Sobre el planteamiento de que en las Bases no se trata de modo especial a las instalaciones financiadas con el FNDR, la CNE considera que las Bases serían claras al buscar que en el estudio se capturen las eficiencias derivadas de que la empresa de referencia no haya incurrido o haya incurrido en costos menores a su VNR respecto de instalaciones que luego pasan a ser de su propiedad. Lo anterior, para este organismo, aplicaría inequívocamente al caso de las instalaciones financiadas con el FNDR, hecho que iría más allá de la literalidad del numeral o 8 de las Bases.

Para la CNE, el argumento de que los FNDR no estarían regulados expresamente en las Bases no sería óbice para efectuar el descuento correspondiente, puesto que lo importante es que éstas respondan al criterio de eficiencia mandatado por el inciso primero del artículo 183 de la LGSE. En relación con la diferencia en el texto de las bases del proceso actual y el del cuatrienio 2024-2028, que agregó expresamente los descuentos por FNDR, la CNE afirma que ello se explica por el único propósito de que no existiese duda alguna respecto a esta materia.

La Comisión señala que rechaza haber actuado al margen de lo señalado en la LGSE en lo que respecta al tratamiento de los FNDR, argumentando que la LGSE establece en su artículo 193

(inciso quinto), que en el VNR se deben excluir los derechos adquiridos a título gratuito por la empresa distribuidora. En este contexto, la CNE cita el referido artículo, que dispone en el marco de la determinación del VNR que “Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación”.

En opinión de la CNE, sería innegable que, a partir de los contratos del FNDR suscritos por los respectivos gobiernos regionales y las empresas, surgen, para estas últimas, derechos a recibir pagos por parte del Estado, que luego se consolidan como derechos reales (derecho de dominio sobre los bienes que constituyen la red de distribución) en sus patrimonios.

Para la CNE, los argumentos antes planteados serían suficientes por sí solos para rechazar la discrepancia del Grupo Saesa, ya que, si bien es plausible que existan distintas interpretaciones acerca del alcance de las Bases, la norma antes citada basta por sí sola para resolver la cuestión.

Con relación a que, según la empresa, los FNDR no son aportes de terceros, la Comisión señala que el concepto y naturaleza de los aportes de terceros en la LGSE efectivamente es distinto e independiente a los descuentos por FNDR. Pero, a juicio de la CNE, su tratamiento no sería excluyente, y por ello se consideran ambos casos. Es decir, para la CNE argumentar que los subsidios FNDR no son aportes de terceros no llevaría a la conclusión lógica de que estos no se deban descontar de los cálculos tarifarios de la empresa modelo.

Para la Comisión, la empresa modelo considera todos los costos necesarios para dar suministro a todos los clientes de la empresa distribuidora, estén estos ubicados en zonas rurales o urbanas, o ubicados dentro o fuera de la zona de concesión (con independencia de la voluntariedad o los incentivos que tenga la empresa para solicitar concesión). Luego, si no se hiciera ningún descuento por los FNDR se generaría un efecto indeseado: aumentar la tarifa a los clientes (aumenta el costo medio) sin un gasto de inversión adicional por parte de la empresa.

Sobre el argumento de la discrepante, asociado a que el descuento tiene un carácter perpetuo a pesar de que hayan transcurrido más años que la vida útil del proyecto, la CNE sostiene que la empresa omite indicar que la metodología empleada adiciona la anualidad necesaria para renovar las instalaciones al final de su vida útil, por lo que solo se descuenta la rentabilidad sobre el activo.

Por último, la CNE afirma que determinar un factor de ajuste comparando el valor del proyecto valorizado a VNR SEC con el costo total real del proyecto (“valor del subsidio” como lo indica la discrepante) no sería un error, si no que correspondería a un criterio que busca expresar el monto del subsidio de FNDR, en los términos de la valorización de las instalaciones de la empresa modelo.

En virtud de lo expuesto, la CNE solicita rechazar la petición de la discrepante.

El Panel estima que es conceptualmente correcto no incluir en el cálculo del VAD aquellas inversiones que no han sido financiadas por la empresa, ya que su consideración implicaría

rentar sobre un capital que no ha aportado. Lo anterior, sin perjuicio de que se deben considerar los recursos para que la empresa reinvierta lo necesario para efectos de mantener operativo el servicio en su zona de concesión.

A juicio de Panel, la fórmula empleada para realizar los descuentos asociados al FNDR es correcta, ya que la empresa renta por el capital propio y puede reinvertir lo equivalente a lo recibido por el fondo cuando expire la vida útil de las instalaciones financiadas con éste.

El Panel ha verificado que la expresión matemática que está en el estudio da cuenta que lo que hizo el consultor fue: (i) restar el monto FNDR del VI; y (ii) considerar en el flujo de caja dicho monto de FNDR al final del periodo de evaluación, para luego traerlo a valor presente y transformarlo en una anualidad (con el factor de actualización del capital). Conceptualmente, lo anterior significa que el Informe Técnico le reconoció a la empresa un monto de dinero para que al final de la vida útil de las instalaciones pueda reinvertir por un valor equivalente al incluido en el FNDR.

Cabe destacar que no cambia este análisis en función del tiempo que haya transcurrido desde la obtención del FNDR y la vida útil del activo. Lo anterior, debido a que el hecho de que siempre se pague a través de las tarifas una anualidad equivalente a lo necesario para hacer la reinversión cuando la vida útil haya expirado garantiza que la recaudación de la empresa regulada no implica renta sobre normales y permite realizar la referida reinversión. En este ámbito, el Panel constata que se trata del mismo tratamiento que reciben los aportes de terceros considerados en la LGSE.

Desde una perspectiva normativa, el Panel comparte lo señalado por la CNE respecto a que la no inclusión explícita del descuento en la Bases Técnicas no impide que este se realice. A juicio del Panel, el tratamiento otorgado por el Informe Técnico a las inversiones de las empresas financiadas por FNDR es consistente con los principios regulatorios dispuestos en la LGSE, que rige el proceso de determinación de tarifas a clientes finales.

Decisión:

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

10.1.2.3. Costos de inversión *Stock TI Macro*

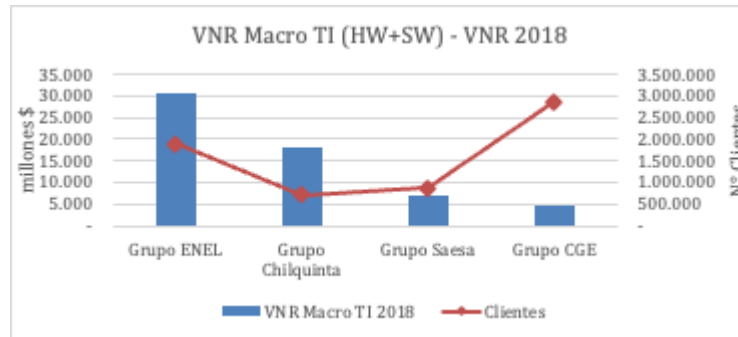
Luz Osorno discrepa de los valores de inversión incluidos en el Informe Técnico para los Sistemas TI *Hardware* y *Software*, para la empresa modelo en la ATD6. Al respecto, solicita considerar los montos propuestos en el Estudio del Consultor.

La empresa señala que el Consultor determinó el costo de inversión del TI Macro para las ATD1 a ATD6 a partir de una regresión lineal log-log del VNR del año 2018, con la cantidad de clientes como variable explicativa y el costo medio por cliente de VNR como variable dependiente.

Por su lado, prosigue, la CNE mantuvo la propuesta metodológica del Consultor, pero con dos consideraciones adicionales: (i) separó las ATD en dos grupos según la cantidad de clientes

de las empresas. Estableció en 70.000 clientes el límite entre estos dos grupos, ubicando a las empresas de las ATD5 y el ATD6 en el grupo de “Empresas Grandes”; y, (ii) para efectos de calcular la regresión del grupo “Empresas Grandes”, agregó los datos del proceso VNR 2018 del Grupo Saesa.

La empresa menciona que la CNE no fundamentó la razón para no utilizar la información de las seis áreas típicas. Sobre este tema, Luz Osorno infiere que podría tratarse de consideraciones sobre la calidad y representatividad de la información disponible. La empresa acompaña la siguiente figura con los gastos en Macro TI y número de clientes.



De este gráfico la empresa colige que el Grupo Saesa y el Grupo CGE tienen costos significativamente más bajos que los de Enel y Chilquinta. Esto, continúa, podría explicar el motivo por el cual el Consultor inicialmente descartó los datos de estos dos grupos.

Posteriormente, prosigue, con la inclusión del Grupo Saesa en la regresión, se obtiene una curva con bajo nivel de correlación (0,0036) y prácticamente sin variación frente a la variable dependiente.

Luz Osorno señala que el bajo nivel del VNR del Grupo Saesa se debe a que, para el proceso 2018, disponía de software de los años 90', lo que contradiría el principio de las Bases establecido en su numeral 3.3, que prescribe lo siguiente sobre la empresa modelo “utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política eficiente de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y administración”. De esta forma, las soluciones de la empresa de referencia no serían acordes a la tecnología disponible al momento del estudio, por lo que no debieran ser consideradas.

La empresa señala que una referencia real y actualizada se puede obtener considerando los procesos de adiciones y retiros (A&R) de 2019 en adelante, que incluyen la adquisición de los nuevos sistemas.

En base a todo lo planteado, prosigue, se puede concluir que el costo de TI del Grupo Saesa está severamente subestimado, por lo que no debió haber sido considerado en la regresión pues distorsiona el resultado.

La empresa luego compara las regresiones realizadas por el Consultor, por la CNE en su informe final, y una tercera considerando lo realizado por la CNE, pero con el VNR del Grupo Saesa corregido (según los A&R). Acota que esta última curva sería similar a la del Consultor.

Por otro lado, sostiene que la regresión de la CNE es más bien lineal y no representa las economías de escala en empresas con un gran número de clientes.

Luz Osorno señala que la CNE no fundamenta la afirmación de que el VNR de Chilquinta sería alto. Agrega que la misma CNE indica que los costos de TI tienen economías de escala, lo que estaría reflejado en los costos por cliente de Enel y Chilquinta. Señala que incluso los costos incurridos por el Grupo Saesa, considerando sus A&R, están en línea con los valores del VNR 2018 de Chilquinta, por lo que no se aprecia que el costo de Chilquinta sea necesariamente erróneo.

Por otro lado, continúa, la CNE señala que busca representar economías de escala, sin embargo, los valores presentados por la CNE en su escrito, muestran que el dato del Grupo Saesa del VNR 2018 va en contra de la existencia de estas economías de escala.

Respecto del argumento que el costo de TI del Grupo Saesa del VNR 2018 correspondería a un sistema obsoleto y que no era representativo, la empresa relata que la Comisión señaló que "la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, y el horizonte de tarificación corresponde a noviembre 2020 – noviembre 2024, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito". Al respecto, Luz Osorno asevera que no está solicitando que se considere el costo de inversión, sino volver al cálculo del Estudio del Consultor.

Por su lado, la CNE señala que los costos de macroinformática (TI Macro) fueron dimensionados por el Consultor a través de una regresión entre la cantidad de clientes y el costo de inversión por cliente. Agrega que, sin perjuicio de lo anterior, la Comisión realizó modificaciones a dicho cálculo de manera de obtener valores que fuesen representativos de los costos eficientes de una empresa modelo.

En particular, la CNE cuestiona los costos informados por Chilquinta, que considera altos, ascendentes a 25.550 pesos/cliente, un 58% respecto de Enel. Para eliminar la señalada distorsión, la Comisión indica que agregó al Grupo Saesa a la regresión, lo que habría permitido que el modelo fuese más robusto.

Sin embargo, este organismo señala que el Grupo Saesa en su escrito sostiene que los costos fijados en su VNR no serían representativos debido a que su *software* y su *hardware* serían obsoletos. Al respecto, señala que la fecha de referencia del proceso tarifario en curso corresponde a diciembre de 2019, por lo cual no corresponde tomar como referencia lo indicado por el Grupo Saesa en su escrito.

Finalmente, la CNE indica que la suma de inversiones asignadas por el Informe Técnico para las ATD5 y ATD6 resultan ser casi el doble de la suma de las inversiones de ambas empresas en el VNR fijado por la SEC.

Para resolver la presente discrepancia, el Panel debe dirimir si el valor de inversión en tecnologías de información propuesto por la empresa, de \$12.829.900.819 en el año base, se ajusta de mejor manera a lo requerido por la empresa modelo, que los \$5.884.403.850 para el mismo año incluidos en el Informe Técnico.

La CNE basa sus cálculos del monto requerido en macroinformática en una regresión con tres datos de VNR, con un coeficiente de determinación menor a 0,004, y en la cual cada dato que se agrega o retira, cambia la naturaleza de los resultados de manera relevante. En opinión del Panel, el análisis realizado carece de la robustez necesaria para determinar los valores de los activos en *hardware* y *software* para las empresas concesionarias.

Por otro lado, 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. De esta forma, 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.

En opinión del Panel, el VNR de la empresa de referencia constituye un dato relevante para estimar la inversión requerida en macroinformática de la empresa modelo, dada la ausencia de otra información. Esto, entendiendo que ambas empresas operan en la misma ATD y que sus inventarios de macroinformática les permiten cumplir con la normativa vigente.

En su escrito Luz Osorno señaló que en el VNR 2018 del Grupo Saesa habría sistemas obsoletos, pero sin indicar que el VNR estuviese incompleto, ni que los sistemas incluidos le impidieran cumplir con la normativa.

De esta forma, el Panel considerará como valor de referencia para la empresa modelo el VNR de la empresa real, es decir, \$63.033.368. El Panel constata que este valor es una fracción menor de las cifras en análisis. Por lo anterior, estima que hacer una extrapolación de cada una de las partidas que conforman este ítem daría como resultado un valor con un amplio margen de error. Por ello, en ausencia de otras referencias, adoptará la cifra más cercana a este valor, que es la propuesta de la CNE ascendente a \$5.884.403.850. Luego, el Panel no accederá a la solicitud de Luz Osorno.

Decisión:

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

10.1.2.4. Medidores de Transferencias Económicas

Cuestión previa

La CNE ha solicitado que se declare inadmisibile la discrepancia presentada por Luz Osorno en esta materia. Fundamenta su petición en que no hubo modificaciones entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico en relación con la cantidad de medidores valorizados para el sistema de transferencias económicas, y que solo se habría eliminado una hoja "CAPEX-OPEX" dado que no se utilizaría en el cálculo.

AL respecto, la discrepante sostiene que la CNE no consideró lo indicado en el Estudio del Consultor, el que se refiere a un documento en la sección "1.4 Valorización actual y proyectada de la solución", señalando explícitamente que "La planilla de cálculo referenciada tiene una

hoja CAPEX-OPEX que considera la inversión y costos de operación actuales y proyectados para cada uno de los ítems 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4". La discrepante sostiene que la referida planilla de cálculo se titula "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Por lo anterior, concluye que la CNE sí habría modificado lo planteado por el Consultor.

El Panel observa que, tal como indica la empresa, la planilla de cálculo utilizada por el Consultor en su informe es la identificada con el título "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". En dicha planilla se aprecia que hay una hoja de cálculo titulada "CAPEX-OPEX" en que está la información citada en la tabla "Hoja Capex-Opex del Informe Final del Consultor, sección 6.2". Sin embargo, esa hoja de cálculo no es la que utiliza el Consultor para valorizar los equipos que deben atribuirse al VAD de la empresa, ya que estos se encuentran en la hoja de cálculo titulada "Para VAD". En esta última hoja de cálculo se atribuyen: cero clientes a Saesa (ATD5) y 16 a FRONTEL (ATD6).

El Panel constata que los valores asociados a la categoría "6.2 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas" son coherentes con lo exhibido en las proyecciones para puntos de medida para transferencias económicas indicados en la hoja de cálculo "Para VAD" del archivo titulado "Anexo 4-10 -CNE-SM-COSTOS-IFD Vers3.xlsx". Estos valores son coincidentes con los presentados por la CNE en su Informe Técnico.

En consecuencia, en esta materia el Panel no advierte diferencias entre el Estudio del Consultor y el Informe Técnico.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel estima que en este caso no se configura ninguna de las hipótesis establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.194, que habilitan a discrepar y, en consecuencia, declarará inadmisibles las discrepancias en análisis.

10.1.3. 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 ATD6.

Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

10.2. 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.

Se hace presente que en el caso de que la solicitud asociada a una materia haya sido declarada inadmisibile, el Panel no la considerará en la alternativa que refleja el conjunto de discrepancias presentadas en la categoría que corresponda.

10.2.1. Alternativas categoría B

Alternativa 1: Dictaminar que se debe adicionar a los COyM de la empresa modelo por los siguientes montos, en pesos:

2019	1.852.733.256
2020	1.862.038.327
2021	1.870.043.829
2022	1.877.515.990
2023	1.884.336.310
2024	1.890.825.049

Alternativa 2: Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

10.2.2. Análisis

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría B “Costo de Operación y Mantenimiento”, Luz Osorno plantea las siguientes tres materias en relación con el ATD5: (i) COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo; (ii) Medidores de Transferencias Económicas; y (iii) COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo.

10.2.2.1. COyM asociados al incremento en el costo del Stock TI de la empresa modelo

En la categoría A, Luz Osorno, para la ATD6, junto con solicitar un monto de inversión por incorporación de tecnologías TIC adicionales, solicita también un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia, según la tabla que se muestra a continuación.

	2020	2021	2022	2023	2024
Solicitud de incremento de VNR adicional	6.985.413.924	7.020.731.075	7.053.362.153	7.084.245.255	7.113.501.953
Solicitud de incremento de COyM adicional	1.536.791.063	1.544.560.837	1.551.739.674	1.558.533.956	1.564.970.430

Al respecto, dado que esta materia fue rechazada como inversión en la categoría A, no se accederá a su contrapartida de COyM en esta categoría B.

Decisión:

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

10.2.2.2. Medidores de Transferencias Económicas

En la categoría A, Luz Osorno, junto con solicitar un monto de inversión por la incorporación de medidores de transferencias económicas adicionales en la ATD6, solicita también adicionar un monto por concepto de COyM asociado a esta misma materia.

Dado que esta materia fue declarada inadmisibile en la categoría A, no se considerará en esta categoría B.

10.2.2.3. COyM asociados la mayor cantidad de postes por corrección de vanos de la empresa modelo

Esta materia fue planteada por Luz Osorno en los mismos términos que la discrepancia de Frontel para la ATD6, por lo que se da por reproducido su análisis.

Decisión:

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

10.2.3. 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 B ATD6:

Rechazar la solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

10.3. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA C

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría C "Costos Fijos Independientes del Consumo", Luz Osorno plantea la siguiente materia en relación con el ATD6: Costos de Lectura y Reparto.

Esta fue planteada por Luz Osorno en los mismos términos que lo hizo Frontel para el ATD6, la que en esta categoría también presentó esta única materia, relacionada con el ATD6.

Por su parte, la CNE entrega argumentos de manera conjunta para la ATD5 y ATD6, por lo que estos son aplicables tanto para Frontel como para Luz Osorno.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Frontel en esta categoría, en el contexto del ATD6. El dictamen se incluye a continuación.

10.3.1. Dictamen

Del análisis realizado, el Panel no ha acogido en esta categoría la solicitud en la materia de Costos por Lectura y Reparto, única materia que conforma esta categoría C.

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 C:

Rechazar solicitud de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

10.4. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA D

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría D "Pérdidas Medias", Luz Osorno plantea la siguiente materia en relación con el ATD6: Incobrables.

Esta fue planteada por Luz Osorno en los mismos términos que lo hizo Frontel, la que en esta categoría también presentó esta única materia, relacionada con el ATD6.

Por su parte, la CNE entrega sus argumentos de manera conjunta para la ATD5 y la ATD6, por lo que estos son aplicables en este caso.

Por lo anterior, se da por reproducido el análisis efectuado para Frontel en esta categoría, en el contexto del ATD6. El dictamen se incluye a continuación.

10.4.1. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que se consideren los siguientes factores de pérdidas para el ATD6:

Año	AT			BT		
	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
2019	1,0293	1,0348	1,0334	1,1029	1,0946	1,1129
2020	1,0327	1,0363	1,0363	1,1104	1,102	1,1204
2021	1,0307	1,0368	1,0349	1,0975	1,0908	1,1074
2022	1,0321	1,0393	1,0366	1,0935	1,0895	1,1033
2023	1,0313	1,0384	1,0357	1,0927	1,0892	1,1025
2024	1,0317	1,0395	1,0362	1,0905	1,0878	1,1004

10.5. ESTUDIO DE LAS DISCREPANCIAS CATEGORÍA E

En la presente discrepancia, relacionada con la categoría E "Indexación", Luz Osorno plantea la siguiente materia en relación con el ATD6: Indexación.

Luz Osorno plantea esta discrepancia para el ATD6 en los mismos términos que lo hizo Frontel. Por otra parte, los argumentos en los que la CNE funda su posición son también los mismos.

En este contexto, el Panel da por reproducido el análisis efectuado para Frontel. El dictamen se incluye a continuación.

10.5.1. Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Dictaminar que los parámetros base de la fórmula de indexación deben ser tales que en diciembre de 2019 los factores de indexación calculados para las componentes de CF y VAD sean igual a 1. En la siguiente tabla se resumen los meses base que deben ser considerados.

Parámetro	Valor	Mes
<i>IPCo</i>	103,47	oct-19
<i>CPIo</i>	256,759	sept-19
<i>Tco</i>	721,03	oct-19

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener presente que, si la CNE modifica el rezago para el CPI de tres meses a dos meses, como lo señaló este organismo al identificar un error de transcripción, lo que corresponde es considerar octubre de 2019 como base para el CPIo.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°10-2023 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