

REF.: Aprueba y comunica Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica".

SANTIAGO, 20 de enero de 2023

RESOLUCION EXENTA Nº 29

VISTOS:

- a)** Lo dispuesto en los artículos 7º y 9º letra h) del D.L. Nº 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, "la Comisión", modificado por la Ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b)** Lo establecido en el D.F.L. Nº 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c)** Lo establecido en la Ley Nº 21.194, de 2019, que "Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica", en adelante, "Ley Nº 21.194";
- d)** Lo dispuesto en la Ley Nº 19.880, que "Establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado";
- e)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que "Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos";
- f)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que "Aprueba reglamento para la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministro de energía", en adelante "Decreto Supremo Nº 341";

- g)** Lo establecido en la Resolución Exenta N° 499, de 30 de junio de 2022, de la Comisión, que "Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024-2028 y deja sin efecto Resolución Exenta N° 330, de 04 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía";
- h)** Lo establecido en la Resolución Exenta N° 589, de 27 de julio de 2022, de la Comisión, que "Rectifica Resolución Exenta N° 499, de 30 de junio de 2022, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, por la razón que indica y aprueba texto refundido de Informe Técnico Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución";
- i)** Lo establecido en la Resolución Exenta N° 624, de 11 de agosto de 2022, de la Comisión, que "Constituye Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos en el marco del proceso de cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024- noviembre 2028";
- j)** Lo establecido en la Resolución Exenta N° 678 de la Comisión, de 29 de agosto de 2022, que "Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para el 'Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028' y del 'Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución'", en adelante "Resolución Exenta N° 678" o "Bases Técnicas Preliminares";
- k)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 677, de 29 de agosto de 2022, que "Aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos";
- l)** Las observaciones presentadas a las Bases Técnicas Preliminares dentro de plazo por parte de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Empresas del Grupo SAESA); Enel Distribución Chile S.A. (Enel Distribución); Compañía General de Electricidad S.A. (CGE); Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag); la Federación Nacional de Cooperativas

Eléctricas (Fenacopel); Cámara Chilena de Infraestructura Digital (IDICAM); Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G (Chile Telcos); Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta); las observaciones presentadas, vencido el plazo establecido al efecto;

- m)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 20, de 19 de enero de 2023, que "Aprueba Informe Técnico Corregido que fija la Tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos";
- n)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- o)** Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1)** Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 183° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las componentes del valor agregado por concepto de costos de distribución definidas en el artículo 182° del mismo cuerpo legal, se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión, el que deberá sujetarse al procedimiento dispuesto en el artículo 183 bis;
- 2)** Que, en el marco del proceso señalado en el considerando anterior, y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 183° de la Ley, mediante Resolución Exenta N° 499, de 30 de junio de 2022, la Comisión fijó las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024-2028;
- 3)** Que, la resolución antes señalada fue debidamente rectificada mediante Resolución Exenta N° 589, individualizada en Vistos literal h);
- 4)** Que, continuando con el proceso, la Comisión constituyó el Registro de Participación Ciudadana mediante Resolución Exenta N° 624, individualizada en Vistos literal i);
- 5)** Que, el inciso séptimo del artículo 183 bis de la Ley señala que en el plazo máximo de treinta días corridos de finalizado el proceso de registro de participantes,

la Comisión comunicará por medios electrónicos a estos y a las empresas concesionarias de distribución las bases técnicas preliminares del estudio de costos;

- 6)** Que, por su parte, de acuerdo a lo señalado en el artículo 184° de la Ley, los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía a que se refiere el número 4 del artículo 147° de la misma norma, deben ser sometidos a revisión y determinación de nuevos valores con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministros de distribución;
- 7)** Que, en virtud de lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 341, la Comisión debe notificar a las empresas distribuidoras las bases técnicas preliminares para el estudio de costos de servicios no consistentes en suministro de energía;
- 8)** Que, en cumplimiento de lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias indicadas en los considerandos anteriores, esta Comisión aprobó y comunicó, mediante Resolución Exenta N° 678, las "Bases Técnicas Preliminares para el 'Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028' y del 'Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución'";
- 9)** Que, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso noveno del artículo 183° bis de la Ley, Empresas del Grupo SAESA; Enel Distribución; CGE; Edelmag; Fenacopel; IDICAM; Chile Telcos y Chilquinta, presentaron observaciones a las Bases Técnicas Preliminares referidas en el considerando precedente, las que fueron debidamente analizadas por la Comisión, aceptándolas o rechazándolas fundadamente, según consta en el documento que se aprueba mediante la presente resolución. Por su parte, Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. presentó sus observaciones vencido el plazo señalado en el inciso noveno del artículo 183° bis de la Ley; y,
- 10)** Que, en conformidad a lo establecido en el inciso décimo del artículo 183° bis de la Ley, esta Comisión viene en aprobar y comunicar, mediante el presente acto administrativo, las Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica".

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébanse las Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica" y sus correspondientes anexos, las que se entienden formar parte de la presente resolución para todos los efectos legales.

ARTÍCULO SEGUNDO: Apruébase el documento que contiene las respuestas a las observaciones presentadas por, Empresas del Grupo SAESA; Enel Distribución; CGE; Edelmag; Fenacopel; IDICAM; Chile Telcos y Chilquinta a las "Bases Técnicas Preliminares para el 'Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028' y del 'Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución'", el que se entiende formar parte integrante de la presente resolución para todos los efectos legales.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquense las bases aprobadas en el artículo primero de la presente resolución y sus correspondientes anexos, y el documento de respuestas a las observaciones aprobado en el artículo segundo, a través de su envío por correo electrónico a las empresas concesionarias de distribución y a los integrantes del Registro de Participantes.

ARTÍCULO CUARTO: De acuerdo a lo establecido en el inciso decimoprimero del artículo 183º bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, dentro de los diez días siguientes a la comunicación de las bases aprobadas en el artículo primero de la presente resolución, las empresas concesionarias de distribución y los integrantes del Registro de Participantes podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos.

ARTÍCULO QUINTO: Publíquense la presente resolución, las bases aprobadas en su artículo primero y sus correspondientes anexos, y el documento de respuestas a las observaciones aprobado en el artículo segundo, en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl.

Anótese.

MARCO
ANTONIO
MANCILLA
AYANCAN

Firmado digitalmente por MARCO
ANTONIO MANCILLA AYANCAN
Nombre de reconocimiento (DN):
c=CL, title=INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL, cn=MARCO
ANTONIO MANCILLA AYANCAN,
email=MMANCILLA@CNE.CL,
serialNumber=10213184-3
Fecha: 2023.01.20 16:14:19 -03'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MOC/LZG/EEG/GMM/RGF/JGE/CSG/CVM

DISTRIBUCIÓN:

- Ministerio de Energía.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Panel de Expertos.
- Secretaría Ejecutiva CNE.
- Departamento Eléctrico CNE.
- Departamento Regulación Económica CNE.
- Departamento Jurídico CNE.
- Oficina de Partes CNE.

DOCUMENTO TÉCNICO

BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Cuatrenio noviembre 2024 – noviembre 2028

Enero 2023

INDICE GENERAL

1	CONSIDERACIONES INICIALES	1
1.1	Consideraciones asociadas a los resultados del Estudio de Costos.....	1
1.2	Consideraciones asociadas al horizonte de estudio y tasa de actualización	3
1.3	Consideraciones respecto a los servicios asociados	3
1.4	Consideraciones respecto a los empalmes y medidores	4
1.5	Otras consideraciones.....	4
2	CLASIFICACIÓN DE EMPRESAS EN ÁREAS TÍPICAS.....	4
3	DEFINICIÓN DE LA EMPRESA MODELO Y PAUTA METODOLÓGICA GENERAL DE TRABAJO.....	5
3.1	Condiciones de diseño	5
3.2	Restricciones	5
3.3	Características.....	6
3.4	Empresa modelo y empresa de referencia.....	6
4	ALCANCE Y ETAPAS DEL ESTUDIO	7
4.1	Alcance del estudio	7
4.2	Etapas del estudio	7
4.3	Información necesaria para el desarrollo del estudio	11
5	CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO.....	12
5.1	Cientes y ventas de la empresa modelo.....	12
5.2	Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo	15
5.3	Dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo	18
5.4	Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo	19
5.5	Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles de la empresa modelo.....	21
5.6	Velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución	21
5.7	Servicios asociados al suministro eléctrico incorporados dentro del Valor Agregado de Distribución.....	21
6	DETERMINACION DE LOS COSTOS DE LA EMPRESA MODELO	24
6.1	Costos unitarios	24
6.2	Costos de atención de clientes de la empresa modelo, CEXAC.....	31
6.3	Cálculo de pérdidas medias en energía y potencia de la empresa modelo	33
6.4	Costo de las instalaciones de la empresa modelo, CIMI y CINST	34
6.5	Costo de operación, mantenimiento y administración de la empresa modelo, COyM	36
6.6	Ajuste por efectos de impuesto a la renta, AEIR.....	37
7	VALOR AGREGADO POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCION	39
7.1	Valores agregados	39
7.2	Indexación de los valores agregados	40
8	OBRAS NO CONSTRUIDAS POR LA EMPRESA DE REFERENCIA	41
9	COSTOS COMPARTIDOS	42
10	SUBCATEGORÍAS DE COSTOS	42

BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El presente documento técnico establece las bases sobre las cuales se desarrollará el estudio de valor agregado por concepto de costos de distribución y a las cuales deberá ajustarse el estudio de costos al que se refiere el artículo 183° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982 y sus modificaciones, en adelante, “Ley General de Servicios Eléctricos”, “LGSE” o la “Ley”, en adelante “Bases”.

1 CONSIDERACIONES INICIALES

La empresa consultora que desarrolle el estudio, en adelante el “Consultor”, deberá determinar, sobre la base de un estudio técnico-económico, las componentes de costo de distribución que se enuncian más adelante, para cada una de las áreas típicas de distribución determinadas en el informe “Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 499, de fecha 30 de junio de 2022 y rectificadas mediante Resolución Exenta CNE N° 589, de fecha 27 de julio de 2022, en adelante “Resolución Exenta N° 499”.

El Consultor presentará su estudio dividido en dos grupos; una parte general, que deberá contener la metodología aplicable a todas las áreas típicas, y, una parte especial, que deberá incluir los cálculos, información y presentación de resultados que se detallan en la Ley y en este documento técnico. Respecto de este informe especial, deberá emitir tantos informes como áreas típicas haya analizado.

Para efectos del presente estudio se deberá considerar la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución que se fije conforme al Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2022, establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 549, de 15 de diciembre de 2021, y rectificado mediante Resolución Exenta CNE N° 653, de 24 de agosto de 2022, en adelante “NTDx”.

1.1 Consideraciones asociadas a los resultados del Estudio de Costos

Para cada área típica estudiada, el Consultor deberá dimensionar una empresa modelo que presta exclusivamente el servicio público de distribución, en el período comprendido entre el 1° de enero del año base y el 31 de diciembre del último año del horizonte de planificación¹, y determinar su valor agregado por concepto de costos de distribución sobre la base del cálculo de las siguientes componentes:

- A. Costos fijos independientes del consumo:
 - i. Costos fijos por concepto de gastos de administración;
 - ii. Costos fijos por concepto de facturación; y,
 - iii. Costos fijos por concepto de atención del usuario.
- B. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- C. Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento:
 - i. Costos estándares de inversión en alta tensión de distribución aérea (AT-A), considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa

¹ Tanto el año base como el horizonte de planificación se encuentran especificados en el título 1.2 del presente documento.

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>

de actualización igual a la señalada en la letra d) del título 1.2 en AT aérea (VNRAT-A)². Asimismo, se deberá considerar la respectiva proporción de Bienes Muebles e Inmuebles a que se refiere el punto 6.4 de estas Bases;

- ii. Costos estándares de inversión en alta tensión de distribución subterránea (AT-S), considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual a la señalada en la letra d) del título 1.2 en AT subterránea (VNRAT-S). Asimismo, se deberá considerar la respectiva proporción de Bienes Muebles e Inmuebles a que se refiere el punto 6.4 de estas Bases;
- iii. Costos estándares de inversión en baja tensión de distribución aérea (BT-A), considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual a la señalada en la letra d) del título 1.2 en BT aérea (VNRBT-A). Asimismo, se deberá considerar la respectiva proporción de Bienes Muebles e Inmuebles a que se refiere el punto 6.4 de estas Bases;
- iv. Costos estándares de inversión en baja tensión de distribución subterránea (BT-S), considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual a la señalada en la letra d) del título 1.2 en BT subterránea (VNRBT-S). Asimismo, se deberá considerar la respectiva proporción de Bienes Muebles e Inmuebles a que se refiere el punto 6.4 de estas Bases;
- v. Costos estándares de operación en AT aérea (COAT-A);
- vi. Costos estándares de operación en AT subterránea (COAT-S);
- vii. Costos estándares de operación en BT aérea (COBT-A);
- viii. Costos estándares de operación en BT subterránea (COBT-S);
- ix. Costos estándares de mantenimiento en AT aérea (CMAT-A);
- x. Costos estándares de mantenimiento en AT subterránea (CMAT-S);
- xi. Costos estándares de mantenimiento en BT aérea (CMBT-A); y,
- xii. Costos estándares de mantenimiento en BT subterránea (CMBT-S).

D. Ajustes por efecto de impuesto a la renta:

- i. Ajuste por efecto de impuesto a la renta en AT-A;
- ii. Ajuste por efecto de impuesto a la renta en AT-S;
- iii. Ajuste por efecto de impuesto a la renta en BT-A; y,
- iv. Ajuste por efecto de impuesto a la renta en BT-S.

En cada área típica, el valor agregado de distribución deberá calcularse para una empresa modelo eficiente, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que establece la NTDx, durante el período de planificación.

Los valores del estudio se presentarán expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.

Los valores agregados de distribución se calcularán considerando las demandas anuales del horizonte de tarificación (potencia máxima del sistema de distribución³). Con el objeto de reconocer en la empresa modelo las holguras inherentes de las instalaciones de distribución durante el horizonte de tarificación, se deberá dimensionar la empresa modelo eficiente tanto para el año base como para un horizonte de planificación de 15 años. Las mencionadas holguras sólo podrán justificarse por indivisibilidades técnicas asociadas principalmente a los tamaños de las unidades de inversión disponibles en el mercado o económicas provenientes del hecho que inversiones mayores durante el horizonte de tarificación minimicen los costos, considerando el horizonte de planificación antes mencionado.

² Se entiende como alta tensión de distribución a la definida como Media Tensión en la NTDx.

³ También llamada "Potencia Coincidente".

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB [http:// www.cne.cl](http://www.cne.cl)

En otras palabras, para efectos del diseño de la infraestructura de la empresa modelo, el Consultor deberá dimensionarla de forma tal que las instalaciones se encuentren económicamente adaptadas a la demanda en el horizonte de planificación, teniendo además presente las indivisibilidades técnicas y económicas mencionadas.

Para lo anterior, el Consultor deberá analizar y evaluar la conveniencia técnico-económica del aprovechamiento de los recursos de generación disponibles en la red de distribución de la empresa de referencia y su proyección, y la conveniencia técnico-económica de incorporar nuevos recursos de generación o almacenamiento, empleados exclusivamente para dar cumplimiento eficiente a los estándares de calidad de servicio eléctrico de la empresa modelo.

Por su parte, los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo, las pérdidas medias de energía y potencia, así como los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, se calcularán suponiendo que se cumplen las exigencias establecidas en la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio.

Con los resultados obtenidos para los costos de la empresa modelo, se deberán estructurar los correspondientes valores agregados por concepto de costos de distribución a partir del año base y para cada uno de los años del horizonte de tarificación, desglosados en los términos que se señalan más adelante y acompañados por una proposición de fórmulas de indexación que expresen dichos valores en función de los índices de variación de los precios de los principales componentes.

Para el cumplimiento del objetivo anterior, el Consultor deberá efectuar, como mínimo, los estudios y cálculos requeridos, con el alcance, profundidad y detalle que se especifica en el punto 4 y siguientes de este documento técnico.

1.2 Consideraciones asociadas al horizonte de estudio y tasa de actualización

Para el desarrollo de los estudios, el Consultor considerará:

- a) Año Base, el año 2022;
- b) Horizonte de planificación, el período que se extiende entre los años 2023 a 2037, ambos incluidos;
- c) Horizonte de tarificación, el período que se extiende entre los años 2024 a 2028, ambos incluidos; y,
- d) La tasa de actualización para la determinación de los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución a la que hace referencia el artículo 182 de la Ley corresponderá a un 6,00%, después de impuestos, en concordancia con lo señalado en el Anexo respectivo de las presentes Bases.

1.3 Consideraciones respecto a los servicios asociados

En virtud de lo señalado en el artículo 184° de la LGSE, referido a servicios asociados *que hayan sido previamente objeto de fijación de precios*, se considerará íntegramente dentro del Valor Agregado de Distribución, en adelante e indistintamente "VAD", los siguientes servicios:

- A. Certificado de deuda o consumos.
- B. Conexión y desconexión del servicio o corte y reposición.
- C. Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura.
- D. Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial.
- E. Inspección de suministros individuales, colectivos o redes.

F. Pago de la cuenta fuera de plazo.

Para los servicios señalados, el Consultor deberá determinar su demanda y costo de acuerdo a lo señalado en los numerales siguientes.

El Consultor deberá diferenciar los costos asociados a lo indicado en los párrafos precedentes, de los costos de provisión de los servicios asociados definidos en el Anexo 1 del documento técnico “Bases para el Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica”.

1.4 Consideraciones respecto a los empalmes y medidores

Para efectos del desarrollo del estudio, deberá considerarse que la responsabilidad por la mantención de los empalmes y medidores será de los concesionarios, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 107° y 124° del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Energía, de 1997, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Consecuentemente, el Consultor deberá diseñar la prestación del servicio de distribución considerando los aspectos técnicos y los costos eficientes para dar cumplimiento a esta responsabilidad, conforme a la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio.

El dimensionamiento de la empresa modelo deberá considerar sólo los empalmes y medidores comprendidos en el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley N° 21.076 en lo que corresponda. Para estos efectos, el Consultor deberá determinar la valorización asociada a asumir íntegramente el costo del retiro o desmantelamiento del empalme y del medidor, así como la ejecución o instalación del empalme y del medidor cuando sea necesaria su reposición, para aquellos casos en que, habiendo sido éstos de propiedad del cliente, queden inutilizables o destruidos producto de hechos como terremoto, salida de mar, temporal, otra calamidad, u otros que en este sentido correspondan a fuerza mayor, y que la autoridad decreta como estado de catástrofe, de conformidad con la normativa vigente.

La referida estimación deberá construirse en base a probabilidades de ocurrencia de dichos hechos, a los costos eficientes y a las anualidades de las inversiones que sean necesarias, todo de acuerdo a lo que determine el Consultor, sujeto a que su realización no conlleve en ningún caso dobles pagos ni cobros específicos posteriores al cliente.

Con todo, el equivalente de los costos resultantes de aplicar la metodología antes descrita no podrá superar la prima de un seguro eficiente, cuya cobertura contemple prestaciones equivalentes.

Los mayores costos que representan estas exigencias deberán ser incorporados por el Consultor dentro de las partidas de costos o inversión de la empresa modelo en la proporción que corresponda, resguardando la debida coherencia de dicha asignación con la estructura que posea la alternativa definida como eficiente.

1.5 Otras consideraciones

El estudio se deberá ajustar estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser autocontenido y, en consecuencia, los cálculos incluidos deberán ser reproducibles con la información de sustento de los mismos, y los criterios empleados deberán estar debidamente justificados.

2 CLASIFICACIÓN DE EMPRESAS EN ÁREAS TÍPICAS

La clasificación de cada una de las empresas en las respectivas Áreas Típicas de distribución será aquella establecida en la Resolución Exenta N°499.

3 DEFINICION DE LA EMPRESA MODELO Y PAUTA METODOLÓGICA GENERAL DE TRABAJO

Por empresa modelo se entenderá a aquella empresa diseñada óptima y eficientemente por el Consultor para prestar exclusivamente el servicio público de distribución dentro o fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia correspondiente y que satisface cada una de las siguientes condiciones:

3.1 Condiciones de diseño

- i. Que la empresa cumple con la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio;
- ii. Que sus instalaciones se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando sólo las holguras basadas en indivisibilidades del tipo técnicas y económicas antes mencionadas;
- iii. Que es eficiente en su política de inversiones y gestión; y,
- iv. Que opera en el país.

3.2 Restricciones

Para estos efectos, se diseñará la empresa modelo operando en la zona geográfica⁴ de una empresa real definida como referencia para el área típica, estando sujeta a:

- i. Las leyes, reglamentos y normas técnicas, incluidos todos los Pliegos Técnicos Normativos⁵, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio. Sin perjuicio de lo anterior, se deberá considerar la NTDx independiente que sea dictada con posterioridad al inicio del estudio;
- ii. Los mismos clientes⁶ y consumos⁷ de la empresa de referencia, sean éstos regulados, otras distribuidoras o libres que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia, en sistemas con capacidad instalada de generación mayor a 1.500 kW, al 31 de diciembre del año base;
- iii. La distribución de los clientes en cuanto a localización y demanda, así como la normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución. En particular, el cumplimiento de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica y la NTDx exija;
- iv. Las condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona, así como la clasificación par Comuna-Empresa que establezca la NTDx;
- v. El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo; tales como cruces de ríos, cruces de quebradas, cruces de líneas de ferrocarriles y cruces de líneas de transmisión;
- vi. La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución;
- vii. La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes; y,
- viii. La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

⁴ La información requerida para caracterizar la empresa modelo deberá presentarse conforme al contenido y los formatos de entrega que se incluyen en el punto 1) del Anexo N° 1 de las Bases.

⁵ Pliegos Técnicos Normativos RPTD a los que se refiere el artículo 10 del Decreto Supremo 109 de 2017, que aprueba reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

⁶ Las estadísticas de clientes y consumos deberán entregarse conforme al contenido y los formatos de información que se incluye en el punto 3) del Anexo N° 1 de las Bases.

⁷ La información para caracterizar el consumo base debe entregarse conforme al contenido y los formatos que se incluyen en el punto 2) del Anexo N° 1 de las Bases.

3.3 Características

Asimismo, se considerará que la empresa modelo eficiente tiene las siguientes características:

- i. 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;
- ii. Posee instalaciones que se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando una trayectoria óptima de crecimiento que lleve a un mínimo costo de largo plazo. Las instalaciones de la empresa modelo se deben desarrollar considerando instalaciones para el año base y crecimientos necesarios para suministrar los nuevos clientes y cumplir con la NTDX y la normativa vigente en el horizonte de planificación;
- iii. La condición de adaptación a la demanda y la presencia de holguras producto de indivisibilidades técnicas y económicas, deberá ser consistente con la aplicación de criterios de seguridad y calidad de servicio, en concordancia con la NTDX, y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio. En este ámbito, los estudios deberán fundamentar y respaldar los criterios utilizados, identificando las instalaciones involucradas y justificando las eventuales holguras a través del análisis técnico-económico correspondiente;
- iv. Posee una organización eficientemente dimensionada para la prestación de servicios a los clientes, cuyo suministro se efectúa a través de las instalaciones de distribución;
- v. Incurre en costos óptimos acordes con una gestión eficiente del servicio y de la infraestructura determinada bajo el criterio de mínimo costo total presente; y,
- vi. Dispone de una organización e instrumentación mínima que permite verificar los estándares de calidad de servicio, y que además permite modelar y caracterizar la forma de consumo en forma individual o global, según corresponda.

En orden a obtener las componentes de costo de la empresa modelo para cada área típica, el Consultor seguirá la metodología general de trabajo que se señala a partir del punto 4 y siguientes de este documento técnico.

3.4 Empresa modelo y empresa de referencia

Las empresas distribuidoras a considerar como antecedente para el diseño de las empresas modelo en cada área típica, en adelante “*Empresas de Referencia*”, son las siguientes:

ATD 1	:	Enel Distribución Chile S.A. (Enel)
ATD 2	:	Compañía General de Electricidad S.A. (CGED)
ATD 3	:	Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta)
ATD 4	:	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa)
ATD 5	:	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel)
ATD 6	:	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.(Edelaysen)
ATD 7	:	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. (EEPA)
ATD 8	:	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (Cooprel)
ATD 9	:	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda. (CEC)
ATD 10	:	Cooperativa de Consumo Energía Eléctrica Chillán Ltda. (Copelec)
ATD 11	:	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda. (CRELL)
ATD 12	:	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. (Coelcha)

El Consultor deberá tener presente que la existencia de una empresa de referencia es sólo para facilitar la labor de construcción de una empresa modelo.

La consideración de la empresa real no podrá ser un reconocimiento *a priori* de un desempeño óptimo y eficiente de la empresa de referencia.

4 ALCANCE Y ETAPAS DEL ESTUDIO

4.1 Alcance del estudio

El estudio técnico-económico de distribución deberá establecer el valor de las componentes de costos de distribución señaladas en el punto 1.1 de este documento técnico y proponer fórmulas de indexación para actualizarlos.

El estudio se deberá ejecutar en conformidad con lo establecido en el presente documento técnico, con el alcance, etapas y secuencia que se indican en este punto 4 y, aplicando los criterios y metodologías que se señalan en los puntos siguientes.

Por cada área típica, el Consultor deberá analizar la empresa de referencia definida como antecedente, con el objeto de identificar qué datos o criterios adicionales corresponde utilizar en el diseño de la empresa modelo, de acuerdo con la metodología señalada más adelante.

Una vez definidas las características y realizado el dimensionamiento de la empresa modelo, se deberán determinar los costos respectivos, en la forma que se señala en el punto 6. Los resultados obtenidos se deberán presentar de acuerdo a los formatos y codificación establecidos para tal efecto en el Anexo N° 2.

A partir de los costos de la empresa modelo, el Consultor deberá establecer el valor agregado por concepto de costos de distribución (constituido por los costos fijos, los factores de expansión de pérdidas, los costos estándares de inversión, operación y mantención, y el ajuste por efectos del impuesto a la renta) en la forma indicada en el punto 7 siguiente. Además, deberá proponer las fórmulas de indexación de modo tal que los costos de distribución mantengan sus valores reales durante el período de vigencia de las tarifas que se establezcan.

Finalmente, el informe con los antecedentes, bases de datos, análisis, estudios, cálculos y costos resultantes, entre otros, deberá presentarse en la forma especificada en el Anexo N° 2. Asimismo, los valores agregados de distribución resultantes deberán expresarse de acuerdo a lo indicado en los puntos 1.1 y 7 de este documento técnico.

Todos los resultados de los cálculos desarrollados por el Consultor deberán ser incluidos en el estudio y ser reproducibles con la información de sustento de los mismos. Así mismo, los criterios considerados por el Consultor deberán estar debidamente justificados.

4.2 Etapas del estudio

El proceso de diseño de la empresa modelo deberá ceñirse a las siguientes etapas:

- a) Definición de las características propias de la empresa modelo y de la zona correspondiente.

La finalidad de esta etapa es definir un punto de partida objetivo y validado para el proceso de dimensionamiento de la empresa modelo del área típica en análisis.

En cada área típica, la zona abastecida por la empresa modelo deberá ser exactamente igual a la zona que abastece la empresa de referencia, exista o no concesión eléctrica. Para tal efecto, la empresa de referencia deberá proporcionar los antecedentes georreferenciados de calles y caminos de bienes nacionales de uso público, tramos por predios y caminos privados en que la empresa de referencia tenga red, franjas de línea expuestas a vegetación y toda otra interferencia que enfrentan las instalaciones reales, los límites de la zona de concesión, la ubicación de los clientes (medidor) y del punto de conexión de estos a la red de la empresa de referencia, la ubicación y capacidades de los transformadores particulares (T/P) asociados a los retiros de AT, así como otros antecedentes que se señalan en el Anexo N° 1 de solicitud de información. Cada uno de los elementos informados deberá tener un identificador único, el cual deberá ser utilizado para la elaboración de todos los antecedentes solicitados en virtud de las presentes Bases o solicitados complementariamente por el Consultor, a fin de resguardar la trazabilidad y coherencia de los mismos.

La zona geográfica a considerar para el estudio deberá incluir a todos los clientes y consumos conectados a la empresa de referencia y que hagan uso de su sistema de distribución.

b) Proyección de demanda.

Corresponde a la determinación del universo de clientes que la empresa modelo debe abastecer, tanto en cantidad de clientes como en consumo de potencia y energía, totalizada y por tipo de cliente para cada año del horizonte de planificación del estudio. Para ello, el Consultor deberá revisar los antecedentes de clientes y ventas informados por la empresa de referencia (en la forma indicada en el Anexo N° 1 de antecedentes requeridos para la empresa de referencia) y determinar los clientes y ventas para el horizonte de planificación. El Consultor deberá proyectar la demanda de acuerdo a la metodología descrita en el punto 5.1 y en el Anexo N° 1.

c) Costos unitarios de elementos, materiales y componentes que configuran las instalaciones eléctricas de la empresa modelo.

Corresponden a los costos unitarios de cada uno de los equipos, materiales y componentes de las instalaciones eléctricas que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo.

El costo unitario considerará el precio unitario (puesto en proveedor), recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra, montaje, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres e intereses intercalarios), bienes intangibles y el capital de explotación.

Los mencionados costos unitarios serán empleados en la determinación de los costos de módulos estándares de diseño definidos más adelante y deberán ser debidamente respaldados por el Consultor, según corresponda, conforme a la metodología estipulada en el punto 6.1.

d) Costos unitarios de Bienes Muebles e Inmuebles de la empresa modelo.

Se entenderá por bienes muebles e inmuebles (BMI) los Terrenos, Edificios, Vehículos, Equipos, Bienes de Oficina, Hardware, Software⁸, SCADA⁹ y Otros Bienes que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo.

⁸ La categoría software deberá considerar aquellos necesarios y eficientes para cumplir las exigencias normativas y de preparación de información a requerimiento de la autoridad, en particular procesos fijados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

⁹ La categoría SCADA deberá contener la plataforma necesaria para la operación y control del sistema de distribución de la empresa modelo. Dichos costos deberán excluirse de las partidas Hardware y Software.

Los costos unitarios de los BMI deberán ser debidamente respaldados por el Consultor, según corresponda, conforme a la metodología estipulada en el punto 6.1.

e) Costos unitarios del Sistema de Medida y Monitoreo.

Se entenderá por costos unitarios del Sistema de Medida y Monitoreo aquellos costos necesarios para el dimensionamiento de los Sistema de Gestión de Calidad (SGC), Sistema de Transferencias Económicas (STE)¹⁰, Sistema de Monitoreo (SMO) y Campañas de Medición establecidos en el Capítulo 6 de la NTDx que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo, tales como inversión, adquisición, instalación, explotación y mantenimiento.

f) Costos de módulos estándares de diseño de instalaciones para la empresa modelo.

Corresponde a la identificación y determinación de los módulos estándares de diseño de instalaciones de cada Área Típica, como por ejemplo:

- i. 1 km de red AT de diferentes capacidades, tipo de conductores y vanos medios: trifásico (3 ϕ), bifásico (2 ϕ), monofásico (1 ϕ);
- ii. 1 km de red BT de diferentes capacidades y tipo de conductores: 3 ϕ , 2 ϕ , 1 ϕ ;
- iii. 1 km de red compartida AT/BT de diferentes capacidades y tipo de conductores;
- iv. 1 km de red AT subterránea de diferentes capacidades;
- v. 1 km de red BT subterránea de diferentes capacidades;
- vi. 1 km de red AT acuática de diferentes capacidades;
- vii. 1 km de red BT acuática de diferentes capacidades;
- viii. Módulos específicos que permiten representar situaciones tales como cruces de ríos, cruces de quebradas, cruces de líneas de ferrocarriles y cruces de líneas de transmisión.
- ix. Transformadores de Distribución (T/D) con red BT de diferentes capacidades aérea, a piso o subterránea;
- x. Banco de condensadores de diferentes capacidades con y sin regulación automática;
- xi. Reguladores de voltaje de diferentes capacidades; y,
- xii. Dispositivos de protección y equipos de maniobra de diferentes capacidades.
- xiii. Módulos específicos para representar situaciones particulares tales como cruces de ríos, cruces de quebradas, cruces de líneas de ferrocarriles y cruces de líneas de transmisión.

Por cada uno de los módulos estándares de diseño empleados por el Consultor para el desarrollo del estudio, se deberán detallar los costos involucrados hasta su puesta en servicio. Los costos unitarios utilizados serán los obtenidos conforme a la letra c) anterior.

Cabe señalar que no deberán incluirse los costos asociados al reemplazo de medidores y empalmes, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley N° 21.076.

g) Demanda y dimensionamiento óptimo de las instalaciones.

Se deberán determinar las instalaciones eléctricas de la red de la empresa modelo y la demanda de dimensionamiento asociada a cada uno de sus componentes, estableciendo un diseño óptimo y eficiente.

¹⁰ El STE no considera las Unidades de Medida.

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>

Se entiende por demanda de dimensionamiento de la empresa modelo a la potencia anual de diseño de sus instalaciones de distribución, las cuales permitirán satisfacer las demandas en el horizonte de planificación del estudio, habida consideración de las holguras producto de indivisibilidades técnicas y económicas necesarias asociadas al plan óptimo y eficiente de desarrollo.

Para lo anterior, se deberán considerar los costos unitarios y los módulos constructivos definidos precedentemente, los costos de las respectivas actividades de operación y mantenimiento y costos de pérdidas en el horizonte de planificación, así como también las exigencias de calidad de servicio, de modo de obtener instalaciones económicamente adaptadas a la demanda para la empresa modelo y que esta cumpla con la normativa vigente, conforme se indica en el punto 5.2.

h) Dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo.

Considerando las instalaciones adaptadas a la demanda y a la normativa vigente, definidas para la empresa modelo, se deberá dimensionar la operación y mantenimiento de tales instalaciones en los términos especificados en el punto 5.3. Se deberán establecer las características y cantidad de actividades relacionadas, así como los requerimientos de recursos humanos, de instalaciones y equipamiento de la empresa modelo, considerando que dicha empresa es eficiente en la gestión y que cumple con las exigencias de calidad de servicio vigentes.

i) Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo.

Una vez establecida la cantidad de clientes, el dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico y la definición de los requerimientos de operación y mantención de la empresa modelo, se deberá dimensionar la organización de dicha empresa, considerando los procesos, actividades y funciones mínimas necesarias para la prestación del servicio, en la forma que se indica en el punto 5.4.

j) Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles de la empresa modelo.

Para la organización establecida en la letra i) anterior, se deberá dimensionar las instalaciones muebles e inmuebles requeridas por la empresa modelo, según se establece en el punto 5.5.

k) Dimensionamiento del Sistema de Medida y Monitoreo.

Para el Dimensionamiento del Sistema de Medida y Monitoreo se deberá considerar lo establecido en el punto 5.2.

l) Valorización de las instalaciones AT y BT de la empresa modelo.

Obtenido el dimensionamiento de la empresa modelo, se deberá proceder a la determinación de los costos asociados a ésta, en la forma especificada en el punto 6 del presente documento técnico.

m) Costos de las instalaciones de la empresa modelo.

Se deberá determinar el costo de las instalaciones económicamente adaptadas a la demanda de la empresa modelo, con el detalle, desglose y forma especificados en el punto 6.4 y Anexo N° 2. Los mencionados costos deberán ser expresados para cada año del horizonte de planificación.

n) Costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo.

Se deberán determinar los costos asociados a las actividades y requerimientos de operación y mantenimiento dimensionados para la empresa modelo, conforme a lo indicado en el punto 6.5 y Anexo N° 2. Estos costos deberán ser expresados para cada año del horizonte de planificación.

o) Costos de atención de clientes de la empresa modelo.

Sobre la base del dimensionamiento de los clientes y la organización de la empresa modelo, considerando además los costos obtenidos precedentemente, se deberán determinar los costos de atención de clientes, de acuerdo con lo que se indica en el punto 6.2. Estos costos deberán ser expresados para cada año del horizonte de planificación.

p) Cálculo de las pérdidas medias de energía y potencia de la empresa modelo.

Con los antecedentes correspondientes a las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda dimensionadas para la empresa modelo, el Consultor deberá efectuar el cálculo de las pérdidas eléctricas del sistema de distribución y de las pérdidas por hurto residual, así como realizar la estimación de incobrables, en la forma señalada en el punto 6.3. Dichos cálculos y estimación se deberán realizar en forma anual para el horizonte de planificación.

q) Cálculo de los ajustes por efectos de impuesto a la renta.

Sobre la base de la valorización de las instalaciones AT y BT de la empresa modelo, el Consultor deberá determinar el ajuste por efectos de impuesto a la renta, en la forma señalada en el punto 6.6.

4.3 Información necesaria para el desarrollo del estudio.

Las empresas de referencia deberán enviar todos los antecedentes solicitados en el Anexo N° 1 de las presentes Bases, en el formato y plazos que allí se indican.

Adicionalmente a los antecedentes requeridos en las presentes bases y anexos, a petición de la CNE, la empresa de referencia deberá proporcionar información en los plazos y formatos que esta disponga, para ser proporcionados al Consultor para efectos del desarrollo del estudio.

En caso de que el Consultor detecte errores, incompletitudes, faltas, inconsistencias o diferencias en la información presentada por parte de las empresas de referencia en el Anexo N° 1, este podrá realizar supuestos que estime necesarios pudiendo ajustar la información, los que deberán ser detallados en el informe. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Consultor considere que es necesario requerir correcciones o antecedentes adicionales, este podrá solicitarlos justificadamente a la Comisión quien requerirá dicha información a las empresas de referencia.

Las empresas de referencia son responsables de la entrega de la información en el tiempo y forma solicitada por la Comisión, así como la veracidad y completitud de estas.

Complementariamente, y con la finalidad de que el Consultor lo considere en su análisis, la Comisión le hará entrega al Consultor de los siguientes antecedentes informados por las empresas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

1) Estadística de los Planes de Acción entre los años 2014 a 2022;

- 2) Cantidad de eventos informados de consumos no registrado detectados por las empresas ya sea por falla o intervención en el equipo de media, o intervenciones en el empalme;
- 3) Montos físicos y monetarios facturados por las empresas por concepto de consumos no registrados;
- 4) Estadísticas de Planes de Acción por calidad de suministro entre los años 2014 y 2022; y,
- 5) Estadísticas de interrupciones entre los años 2014 y 2022.

Toda información adicional solicitada por el Consultor deberá ser coordinada por la CNE, para lo cual deberá dirigir por escrito a ésta todos sus requerimientos de información, siendo la CNE la encargada de remitir dichas solicitudes a las empresas. Las empresas deberán enviar a la CNE una copia fiel de la información a entregar a los Consultores, por vía electrónica a la dirección electrónica fijacionDx@cne.cl (a través de un enlace a una carpeta compartida que la empresa de referencia disponga) y/o mediante el despacho físico (CD-ROM, DVD, otro), según ésta lo especifique.

5 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO

En el dimensionamiento de la empresa modelo, el Consultor no deberá incorporar ningún tipo de restricciones históricas que normalmente condicionan o delimitan la gestión de una empresa real. Lo señalado, sin perjuicio del tratamiento especial que tienen, según este documento técnico, los derechos asociados al uso del suelo y servidumbres, la red subterránea, la red acuática y las restricciones señaladas en el numeral 3.2.

El concepto que subyace a la definición de la empresa modelo corresponde a la simulación de una situación de competencia a la cual se enfrentaría una nueva empresa distribuidora operando en el país, sujeta a las condiciones establecidas en las presentes bases. Lo anterior significa que, la entrada de un nuevo prestador del servicio con una política de inversión y gestión eficiente, con costos y tecnologías actuales, e instalaciones económicamente adaptadas a la demanda y a la calidad de servicio, incentiva a las empresas distribuidoras existentes a aumentar su eficiencia.

Adicionalmente, el Consultor deberá considerar dentro del Valor Agregado de Distribución los servicios asociados descritos en el numeral 5.7 del presente capítulo, esto es:

- A. Certificado de deuda o consumos.
- B. Conexión o desconexión del servicio o corte y reposición.
- C. Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura.
- D. Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial.
- E. Inspección de suministros individuales, colectivos y redes.
- F. Pago de la cuenta fuera de plazo.

5.1 Clientes y ventas de la empresa modelo

El Consultor deberá dimensionar el número de clientes y volumen de ventas de energía y potencia de la empresa modelo para cada año del horizonte de planificación, detallado por tipo de clientes (regulados, otras distribuidoras, libres y peajes) y por opción tarifaria. Para esto, deberá realizarse un análisis detallado de la información histórica del número de clientes, ventas de energía y potencia, revisando, al menos, si existe alguna relación entre ellas para aplicar en los modelos de proyección.

Para efectos de lo anterior, se entenderá por clientes de peajes a aquellos suministros a precios libres efectuados por terceros distintos a la empresa concesionaria, mediante instalaciones de la empresa distribuidora.

La Comisión entregará, para el año base, los factores de carga mensuales en cada punto de inyección a distribución de la empresa de referencia existente para el año base, los cuales serán los mínimos valores a emplear por el Consultor en el dimensionamiento de la potencia para el horizonte de planificación.

Para efectos de determinar los consumos a incluir en el cálculo del VAD de la empresa modelo, el Consultor deberá considerar todos los suministros conectados a las instalaciones de distribución de la empresa de referencia y su ubicación, sean estos regulados, libres, otras distribuidoras o bien usuarios que estén sujetos a peajes de distribución, incluyendo además el hurto residual en coherencia con lo determinado en el capítulo 6.3 de las presentes Bases. No obstante, el Consultor deberá excluir los consumos de clientes libres abastecidos por la empresa de referencia mediante instalaciones destinadas exclusivamente a su suministro. Asimismo, el Consultor deberá identificar y considerar las inyecciones efectivas provenientes de los generadores residenciales definidos en la Ley N° 20.571, para efectos del dimensionamiento de la red.

En cada cliente se determinará, la energía anual, la potencia máxima no coincidente del sistema de distribución y las potencias de diseño¹¹ en baja tensión (BT), utilizando las siguientes expresiones:

$$P_{BT} = \frac{P_{BT_NC}}{f_{div_{ctesBT/SD}}}$$

Con:

$$P_{BT_NC} = \frac{E_{año_{BT_zona}}}{8.760 \cdot f_{ctesBT}}$$

$$f_{div_{ctesBT/TD}} = \frac{\sum kVA_{ctes_{conectada}} \cdot f_{d_{ctesBT}}}{\sum kVA_{T/D} \cdot f_{d_{TT/DD}}}$$

Dónde:

P_{BT}	:	Potencia de diseño red BT.
P_{BT_NC}	:	Potencia no coincidente red BT.
$f_{div_{ctesBT/TD}}$:	Factor de diversidad de consumos de clientes de BT a Transformador de distribución.
$E_{año_{BT_zona}}$:	Energía agregada anual vendida en BT en cliente.
f_{ctesBT}	:	Factor de carga de clientes BT.
$kVA_{ctes_{conectada}}$:	Capacidad conectada o instalada a clientes de BT (en el caso de BT1 corresponde a la capacidad del limitador de corriente).
$f_{d_{ctesBT}}$:	Es el factor de demanda de clientes BT, el cual deberá determinarse fundadamente por el Consultor.
$kVA_{T/D}$:	Capacidad instalada en transformadores de distribución propios de la empresa de referencia.
$f_{d_{TT/DD}}$:	Es el factor de demanda de los T/D, el cual deberá determinarse considerando el diseño individual de cada tipo de transformador de distribución, incorporando el efecto de la diversidad del conjunto de T/D al interior de la zona analizada, exceptuando el caso en que el área de análisis sea tal que considere un solo transformador.

La potencia de diseño en alta tensión (AT) será determinada por el Consultor, a partir de la potencia de diseño en BT (P_{BT}), agregada al nivel de subestaciones secundarias a través de las redes de distribución eficientemente dimensionadas, adicionándoles las pérdidas técnicas correspondientes (ΔP_{BT_NC}), y considerando, además, los retiros efectuados en ese nivel de tensión, de acuerdo con la siguiente expresión:

¹¹ Los factores de carga y de diversidad corresponden a la empresa total. Sin embargo, para mejorar la representación del modelamiento se deberá diferenciar los factores de carga de clientes AT y BT mediante procedimientos debidamente fundamentados, así como también por subsistema de distribución o abastecimiento (relativos a un mismo punto de inyección).

$$P_{AT} = \frac{P_{AT_NC}}{fdiv_{AT/alim}}$$

Con:

$$P_{AT_NC} = P_{BT_NC} + \Delta P_{BT_NC} + \frac{Eaño_{AT_zona}}{8.760 \cdot fc_{tesAT}}$$

$$fdiv_{AT/alim} = \frac{\sum kVA_{T/D+T/P} \cdot fd_{TDTP}}{kVA_{MaxAlim} \cdot fd_{alim}}$$

P_{AT}	:	Potencia de diseño red AT.
P_{AT_NC}	:	Potencia no coincidente red AT.
$fdiv_{AT/alim}$:	Factor de diversidad de consumos de clientes de AT y T/D a alimentador.
P_{BT_NC}	:	Potencia no coincidente red BT.
ΔP_{BT_NC}	:	Pérdidas de la red de BT asociadas a los consumos de BT.
$Eaño_{AT_zona}$:	Energía agregada anual vendida en AT a clientes ubicados en el alimentador.
fc_{tesAT}	:	Factor de carga de los clientes de AT ubicados en el alimentador.
$kVA_{T/D+T/P}$:	Capacidad instalada en transformadores propios y de clientes AT.
fd_{TDTP}	:	Es el factor de demanda de transformadores (propios y particulares), el cual deberá determinarse fundadamente por el Estudio.
$kVA_{MaxAlim}$:	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador de distribución.
fd_{alim}	:	Es el factor de demanda de alimentadores, el cual deberá determinarse fundadamente.

La proyección de la demanda, para efectos del dimensionamiento eficiente, deberá realizarse según el siguiente procedimiento:

- Se determinará una proyección de demanda de energía y potencia para el horizonte de planificación, por tipo de clientes (regulados, otras distribuidoras, libres y sujetos a peaje) y por opción tarifaria, que hacen uso del sistema de distribución, económicamente justificada y confiable.
- Las proyecciones se realizarán a partir de las series entregadas por las empresas, para lo cual el Consultor deberá realizar un análisis de consistencia de las series entregadas para, luego, estimar considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R², R² ajustado, t, F y d.
- En caso de que ninguno de los modelos mencionados resultase adecuado, es decir, dadas las características de las series históricas entregadas por las Empresas estos no permitiesen obtener resultados estadísticamente aceptables, el Consultor podrá desarrollar un tercer modelo analítico para proyectar la demanda de energía, potencia y clientes de la empresa modelo, debiendo justificar en forma detallada y completa su elección.
- Las variables explicativas que resulten significativas, y que, por tanto, sean utilizadas en las modelaciones, deberán ser consistentes con aquellas utilizadas por esta Comisión para sus procesos de proyección de demanda.
- Utilizando los resultados de las proyecciones anteriores y las expresiones indicadas precedentemente, se determinará el requerimiento anual de potencia para cada año del horizonte

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>

de planificación a considerar en el diseño. Este diseño incorporará las holguras producto de indivisibilidades técnicas-económicas necesarias, teniendo en consideración la trayectoria óptima de crecimiento.

Para efectos de lo anterior, el Consultor deberá tener a la vista los resultados y criterios del “Informe Definitivo de Previsión de Demanda del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos” elaborado por esta Comisión, vigente al momento del inicio del estudio. Adicionalmente, deberá realizar, al menos, un chequeo de consistencia de las proyecciones a nivel global y a nivel de Subestación Primaria con todos los ajustes necesarios para poder efectuar esto.

5.2 Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo

El Consultor deberá dimensionar las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo para cada área típica, a partir de la demanda proyectada bajo el procedimiento descrito anteriormente y cumpliendo con los estándares de calidad de servicio exigidos en la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio.

Para tal efecto, primero en baja tensión, considerará la demanda agregada de potencia de dimensionamiento calculada a nivel de cliente. La cobertura de la red se extenderá hasta las áreas donde actualmente exista o se prevea servicio a clientes que hacen uso del sistema de distribución. Además, en las zonas donde la empresa de referencia tenga instalaciones subterráneas, el Consultor podrá diseñar y trazar redes subterráneas eficientes. Asimismo, en las zonas donde la empresa de referencia tenga instalaciones acuáticas, el consultor podrá diseñar y trazar redes acuáticas eficientes.

El dimensionamiento de las redes se realizará considerando un trazado eficiente, desde su instalación hasta el momento eficiente de su reposición o refuerzo dentro del horizonte de planificación. Para este efecto, el Consultor, considerando la demanda inicial y su proyección en el horizonte de planificación, el costo vigente de la energía y potencia, los costos de instalación y retiro de líneas, los costos de operación y mantenimiento, el valor residual y los costos de pérdidas de distribución, determinará la alternativa de capacidad y período de reemplazo más eficiente, a partir de un conjunto de alternativas discretas de dimensionamiento técnicamente factibles.

Posteriormente, mediante una evaluación económica, el Consultor determinará la capacidad o combinación de capacidades más eficientes de diseño, para los transformadores de distribución secundaria (T/D), a través de la selección de la alternativa de menor costo total presente, incluyendo en la evaluación el impacto de dicho diseño en la calidad de suministro.

Para las capacidades de transformación resultantes, con la red asociada, se determinará la configuración topológica que minimiza las pérdidas. A efectos de valorizar las inversiones, las redes de BT y alimentadores de AT deben dimensionarse a mínimo costo total de desarrollo. Sin embargo, para fines de operación, la configuración topológica de las redes y alimentadores, en condiciones normales de abastecimiento, debe ser aquella que minimice las pérdidas.

Con las redes tipos así determinadas, se extenderán los módulos de diseño de subestaciones y redes a todos los clientes, hasta abastecer la totalidad de la demanda de energía y potencia. Este procedimiento deberá ser aplicado por el Consultor a toda la zona geográfica de la empresa de referencia.

El Consultor analizará las capacidades y ubicaciones de los transformadores de distribución secundaria de propiedad de la empresa de referencia (T/D). Sin embargo, para el dimensionamiento de la red AT y BT los

transformadores de distribución secundaria de la empresa modelo se dimensionarán y ubicarán de acuerdo a criterios de eficiencia. Por otra parte, el Consultor deberá considerar la ubicación y capacidades de los transformadores particulares (T/P) reales de esta.

Los alimentadores tipo se determinarán de manera eficiente dentro de la empresa modelo para su dimensionamiento, tomando como referencia la ubicación, nivel de tensión y capacidad (para el año base) de las subestaciones primarias existentes, así como, los puntos de inyección desde otras empresas distribuidoras utilizados por la empresa de referencia (subalimentadores). Igualmente, en las zonas donde la empresa de referencia tenga instalaciones subterráneas, el Consultor podrá diseñar y trazar alimentadores subterráneos eficientes. Asimismo, en las zonas donde la empresa de referencia tenga instalaciones acuáticas, el consultor podrá diseñar y trazar redes acuáticas eficientes.

El área de operación de los alimentadores se definirá a partir de la ubicación y tamaño de las cargas. Sin embargo, el Consultor podrá utilizar una distribución homogénea de los momentos de carga ($MW \cdot km$) dentro de la zona factible de abastecimiento de una subestación primaria, dada su capacidad, en caso que fundadamente así lo decida. La longitud de los alimentadores tipo, quedará delimitada por los T/D y T/P más alejados de la subestación primaria dentro de su zona de operación, y su configuración topológica corresponderá a aquella que minimiza las pérdidas.

Sobre la base de las redes eficientes diseñadas, y teniendo a la vista las exigencias de calidad de suministro establecidas en la NTDx, el Consultor deberá desarrollar una metodología que permita obtener la ubicación y cantidad eficiente de equipos de protección (reconectores u otros), a ser emplazados en cada uno de los alimentadores de media tensión de la empresa modelo. Asimismo, el Consultor deberá obtener la ubicación eficiente de elementos de seccionamiento tales como desconectores bajo carga, interruptores, desconectores fusibles, seccionalizadores u otros.

Utilizando las redes eficientes, y la ubicación y cantidad eficiente de equipos de protección y maniobra previamente definidos, el Consultor deberá definir una metodología que evalúe técnica y económicamente la incorporación de mayores inversiones y/o gastos en las redes de la Empresa Modelo para el cumplimiento de los estándares de Calidad de Suministro establecidos en la NTDx de manera eficiente. Para lo anterior, el Consultor deberá evaluar alternativas tales como interconexiones telecomandadas eficientes entre alimentadores de media tensión, cuadrillas de emergencia, generación de respaldo, instalación de red protegida y soterramiento de redes.

Para efectos de lo señalado en los párrafos anteriores, el Consultor deberá determinar tasas y tiempos de falla promedio, diferenciando entre redes media y baja tensión, zonas urbanas y rurales, tipo de conductor (aéreo desnudo, aéreo protegido, subterráneo, etc), a las cuales se vería enfrentada la Empresa Modelo. Dichas tasas y tiempos deberán ser determinados teniendo en consideración la estadística de interrupciones señalada en el numeral 4.3, la que deberá ser procesada y analizada por el Consultor, y otros antecedentes de estándares y estudios internacionales que se tengan disponibles.

El trazado de la red se desarrollará preferentemente por Bienes Nacionales de Uso Público, respetando el trazado de las calles, caminos y los obstáculos físicos donde se emplazan las instalaciones de la empresa de referencia, a no ser que existan tramos por caminos o predios privados utilizados por la empresa de referencia.

Las alternativas técnico-económicas de diseño eficiente propuestas por el Consultor, deberán evaluar a lo menos, las siguientes situaciones:

- a. Uso de líneas aéreas en todas aquellas zonas en que actualmente la empresa de referencia posee líneas aéreas, y análogamente, utilización de líneas subterráneas o acuáticas en las zonas donde actualmente existen líneas subterráneas o acuáticas respectivamente, o en aquellas zonas en las que sea la solución más eficiente para dar cumplimiento a los índices de calidad de suministro, en el entendido que la estructura tarifaria asignará, consecuentemente, los costos correspondientes a los consumidores conectados a uno y a otro tipo de instalación. Particularmente, los costos del soterramiento deberán estar determinados por el momento en que este se llevó a cabo, distinguiendo los casos entre aquellos que requirieron o no rotura y reposición de pavimentos. Para el caso de redes soterradas nuevas, el Consultor podrá justificadamente proponer una valorización en base a antecedentes que tenga disponibles.
- b. Uso de materiales y equipos de acuerdo con tecnología disponible a la fecha de inicio del estudio. En caso que estos no sean utilizadas por la empresa de referencia el Consultor deberá justificar su consideración;
- c. Sección óptima de los conductores;
- d. Alternativas de postación, con diferentes materiales y distancias entre postes (vanos), empleando como referencia las configuraciones utilizadas por la empresa de referencia. En caso de utilizar configuraciones distintas a las empleadas por las empresas de referencia se deberán justificar los valores mediante una memoria de cálculo;
- e. Instalación de compensación de reactivos, acorde a lo estipulado en la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio encargado por la Comisión;
- f. Subestaciones de distribución con cambiador de derivaciones bajo carga o sin carga, cuando corresponda;
- g. Transposiciones en las líneas trifásicas de AT;
- h. Traspasos de carga eficientes entre alimentadores de media tensión con sus respectivos equipos de maniobra. En dicho caso se deberá considerar los refuerzos necesarios en el alimentador para abastecer la demanda trasferida y potencia disponible entre ambos alimentadores;
- i. Límites de zona de redes de baja tensión para traspaso de carga ante mantenimiento preventivo y correctivo. Se deberá considerar el dimensionamiento adecuado para soportar los traspasos de carga;
- j. Equipos de generación destinados a la calidad de suministro, tomando como referencia las soluciones implementadas por la empresa de referencia;
- k. Equipos de protecciones, fusibles, desconectadores, etc., eficientemente dimensionados en relación con los criterios de confiabilidad considerados;
- l. Distribución BT monofásica o bifásica siempre que se cumpla con los niveles máximos de desequilibrio (desplazamiento del voltaje neutro-tierra remota), conforme a la normativa vigente;
- m. Barras de toma a tierra en BT; y,
- n. La existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control bajo criterios de eficiencia.

Por cada uno de los aspectos sometidos a evaluación se deberá detallar los fundamentos, análisis y resultados, los cuales deberán ser entregados por el Consultor en el informe de su estudio.

En el diseño de la red el Consultor deberá determinar justificadamente el factor de potencia de los clientes que abastece la Empresa Modelo. Para efecto de lo establecido en el inciso primero del artículo 3-11 de la NTDx, el Consultor deberá considerar aquellas instalaciones necesarias para corregir el factor de potencia de aquellos clientes fuera de los rangos que establece la norma, considerando para ello los antecedentes de medición debidamente justificados que disponga la empresa de referencia.

Para evaluar el costo de las pérdidas de distribución, el Consultor deberá utilizar el precio que corresponda, en el punto de entrada al sistema de AT, según los niveles establecidos en el Decreto de Precios de Nudo Promedio vigente al 31 de diciembre del año base, en el caso de las empresas del Sistema Eléctrico Nacional, o los precios establecidos en los Decretos que fijan los Precios de Generación y Transmisión, en el caso de los Sistemas Medianos, vigentes al 31 de diciembre del año base. Sin embargo, para efectos de la valorización de las pérdidas de distribución, el Consultor no deberá considerar el ajuste o recargo ni cargos y descuentos a que se refiere el Artículo 157° de la LGSE.

Para estos efectos, se considerará el precio de nudo al que la distribuidora de referencia compra a los suministradores reflejado en el punto de ingreso al respectivo sistema de distribución.

El Consultor deberá dimensionar las instalaciones del sistema eléctrico e informarlas desglosadas en distribución AT y BT. En el caso de instalaciones compartidas, como por ejemplo el uso de postación mixta, es decir, que soportan líneas de AT y BT conjuntamente, se deberán asignar sus costos en partes iguales (50% y 50%) entre los costos de alta tensión y de baja tensión, en la respectiva área típica.

Para el dimensionamiento del SGC, STE, SMO y Campañas de Medición, el Consultor deberá considerar las exigencias de diseño establecidas en la NTDx. En particular, para el SGC se debe considerar el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC), fijado a través de Resolución Exenta N° 468, de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 22 de agosto de 2019, o el que lo reemplace conforme a la NTDx. Considerando los diferentes tipos de comunicación establecidos en el AT SMMC, a partir de las componentes geográficas, densidad de clientes, cobertura y normativa de telecomunicaciones aplicable, el Consultor deberá determinar la solución óptima para cada empresa modelo, así como los costos de integración de los sistemas de comunicación de la empresa modelo con los demás componentes del SGC. Adicionalmente, para la determinación de la cobertura celular de los distintos elementos de la red, se deberán considerar los mapas de cobertura establecidos por la Subsecretaría de Telecomunicaciones, los cuales serán informados al Consultor. El Consultor deberá establecer una metodología que permita identificar la cobertura del elemento de red de la empresa modelo.

5.3 Dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo

A partir de las instalaciones del sistema eléctrico económicamente adaptadas a la demanda definidas para la empresa modelo, el Consultor deberá dimensionar la operación y mantenimiento de tales instalaciones, incluyendo las funciones permanentes asociadas a los equipos de medida y empalmes, independiente de la titularidad de dominio sobre ellos, estableciendo las actividades en características y cantidad, los requerimientos de recursos humanos, de instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos. El dimensionamiento de instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos definido por el Consultor deberá considerar la tecnología disponible a la fecha de inicio del estudio. En caso que estos no sean utilizadas por la empresa de referencia, el Consultor deberá justificar su consideración.

En el dimensionamiento de la operación y mantenimiento, el Consultor deberá definir en forma separada las actividades requeridas para la distribución AT y BT, sin embargo, si resulta de mayor eficiencia desde el punto de vista de los costos y de la gestión el uso compartido de los recursos para su ejecución, el Consultor deberá considerarlos en el dimensionamiento. Con el mismo propósito anterior, el Consultor deberá evaluar la conveniencia de realizar parte o la totalidad de tales actividades con recursos externos, e incorporarlos de ser económicamente eficiente. En ambos casos, el Consultor deberá presentar los antecedentes que justifiquen su determinación.

El dimensionamiento de la operación y mantenimiento deberá ser el necesario y suficiente para que la empresa modelo sea eficiente en su gestión, cumpliendo con la NTDx y otras normas vigentes al momento de inicio del estudio.

Los resultados obtenidos deberán ser presentados por el Consultor en su informe del estudio, en cuadros que muestren en forma clara¹² y detallada los tipos de actividades de operación y mantenimiento considerados, señalando a lo menos la cantidad anual de prestaciones e indicando los recursos utilizados para su ejecución, debidamente desglosados en personal, instalaciones y gastos.

El dimensionamiento de la operación y mantenimiento deberá ser el necesario y suficiente para que la empresa modelo sea eficiente en su gestión, con una calidad y desempeño acorde con las exigencias señaladas en la NTDx y el AT SMMC. Asimismo, el Consultor deberá considerar dicho dimensionamiento para la solución que en cada empresa modelo implemente.

Para efectos del dimensionamiento de la empresa modelo, el Consultor deberá considerar la existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control conforme a lo establecido en la NTDx, Pliegos Técnicos Normativos, y otras normas vigentes al momento del inicio del estudio, bajo criterios de eficiencia.

5.4 Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo

El Consultor deberá definir la estructura de personal óptima de la empresa modelo, para lo cual deberá considerar criterios de una empresa eficiente que opera en la zona de operación de la empresa de referencia, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que establece la NTDx y otras normas vigentes al momento del inicio del estudio, en el horizonte de planificación.

Para cumplir con lo anterior, el Consultor deberá identificar las unidades de trabajo necesarias para prestar exclusivamente el servicio público de distribución y determinar el personal, en cantidad y calificación, analizando la conveniencia de utilizar personal propio o contratistas. Específicamente deberá incluir los análisis que se describen en los numerales 5.4.1 y 5.4.2 siguientes:

5.4.1 Análisis de la estructura organizacional

El Consultor deberá desarrollar a lo menos las siguientes actividades:

- Identificación y descripción de los procesos, actividades y funciones mínimas que debe desarrollar la empresa modelo;
- Diseño en detalle de la organización propuesta y de cómo se encuentran asignadas cada una de las tareas señaladas a las unidades de trabajo del Anexo N° 2;
- Descripción de las tareas asignadas a personal propio;
- Descripción de las tareas asignadas a contratistas;
- Para cada tipo de cargo existente, propio o de contratistas, se deberá desglosar sus tareas anuales y señalar en cada caso la dedicación de tiempo, conforme con el formato siguiente:

Identificación	Actividad	Dedicación (horas/año)

¹² El Consultor deberá incluir una descripción de cada una de las actividades de operación y mantenimiento consideradas, señalando a lo menos en qué consisten.

- f) Dotación eficiente de personal propio; y,
- g) Organigrama de la empresa modelo.

El Consultor deberá completar los cuadros a) y b) del punto 3.5.5 del Anexo N° 2, de forma tal de establecer una comparación con la empresa de referencia.

5.4.2 Remuneraciones

Para estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal (propio o tercerizado), el Consultor deberá considerar uno o más estudios de remuneraciones de mercado representativos. En este sentido, deberá utilizar encuestas de remuneraciones de mercado realizadas por empresas especialistas del rubro y de reconocido prestigio en el tema, debiendo anexar al Estudio toda la información relevante que estas aporten para permitir un análisis completo de la metodología utilizada en la determinación de los respectivos costos. En el uso de encuestas de remuneraciones, el consultor deberá emplear aquellas representativas de la empresa modelo a valorizar, ya sea este personal propio o tercerizado, en el entendido que el mercado del personal propio difiere del mercado que enfrentan los contratistas.

En consistencia con lo señalado en el párrafo precedente, para determinar las rentas de mercado asociadas a cada cargo, el Consultor realizará un proceso de homologación debidamente fundado, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en los estudios de remuneraciones. El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%. No obstante, para determinar los costos de personal tercerizado, el Consultor podrá considerar un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, en cuyo caso el estadígrafo a utilizar será el percentil 50%. Asimismo, el Consultor podrá considerar justificadamente, tanto para personal propio como tercerizado, percentiles distintos a los señalados precedentemente para aquellos cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones.

Los costos de remuneraciones del personal propio deben incluir las obligaciones legales vigentes a la fecha de inicio del estudio. Por su parte, los costos de remuneraciones del personal tercerizado deben incluir los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista (provisión para pago de indemnización, aporte patronal legal [seguro de invalidez y sobrevivencia], seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo), un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado de personal tercerizado.

El Consultor deberá analizar la pertinencia de incluir en el costo de remuneraciones beneficios adicionales, no obligatorios para la empresa eficiente, debiendo justificar la incorporación de cada uno de ellos, los que deberán representar además una práctica frecuente en el mercado. En el caso del personal tercerizado, el consultor sólo podrá incluir beneficios adicionales si las remuneraciones se determinan considerando un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, para lo cual deberá justificar la inclusión de cada beneficio adicional, el que además debe representar una práctica frecuente en la modalidad de trabajo tercerizado.

Con el fin de evitar duplicidades en la estimación de los costos de remuneraciones, los estudios de remuneraciones de mercado que utilice el Consultor para estimar las remuneraciones del personal (propio y/o

tercerizado) deben permitir diferenciar entre el sueldo contractual mensual y cada asignación, bono, incentivo y beneficio adicional que estas estén considerando.

El Consultor deberá explicitar claramente las obligaciones legales y los beneficios adicionales considerados en el estudio.

El Consultor deberá determinar el costo anual de personal propio y de contratistas, desglosados hasta el nivel de cada tipo de actividad identificada, con la cantidad de personal propio y de contratista, para todo el horizonte de planificación. Esta información deberá estar debidamente respaldada con los antecedentes de los análisis realizados, los criterios aplicados y las decisiones adoptadas.

5.5 Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles de la empresa modelo

El Consultor deberá efectuar el dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles requeridas para la gestión comercial de clientes y para la operación y mantenimiento de las instalaciones, en base al dimensionamiento de clientes (y su distribución territorial), de sus ventas, de las instalaciones del sistema eléctrico, de la operación y mantención y de la organización de la empresa modelo.

Los resultados obtenidos deberán ser presentados en cuadros que muestren, en detalle y en resumen, las instalaciones muebles e inmuebles asignadas a las actividades indicadas en el Anexo N° 2, y en especial desglosadas en aquellas que corresponden al servicio de distribución de AT y de BT. En el caso de utilizar factores de proporcionalidad o de asignación, deberán justificarse los valores aplicados.

No se deberá asignar instalaciones muebles e inmuebles a costo de clientes, por cuanto la Ley señala que el costo fijo sólo considera gastos de administración, facturación y atención del usuario.

5.6 Velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución

Para el dimensionamiento de la empresa modelo en los aspectos descritos en los numerales 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5 precedentes, el Consultor deberá considerar en su evaluación técnica y económica, la incorporación de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución eficiente.

Para lo anterior, el Consultor deberá describir detalladamente cada una de las nuevas tecnologías consideradas en su evaluación incluyendo, según sea el caso, las experiencias nacionales e internacionales que permitan determinar su velocidad de penetración, efectividad y el costo eficiente de estas. Para lo anterior, el Consultor utilizará modelos descriptivos, o normativos dependiendo de la tecnología analizada o su grado de adopción, como por ejemplo, el modelo Bass o modelos estocásticos afines. En aquellos casos en que el Consultor considere la incorporación de nuevas tecnologías, estas deberán ser incluidas en los respectivos módulos estándares y el Consultor deberá plantear una trayectoria de implementación para cada una de estas.

Las nuevas tecnologías que proponga el Consultor en el diseño de la Empresa Modelo deberán cumplir con la normativa nacional y, en ausencia de esta, se deberá recurrir a estándares internacionales a los que se refiera dicha normativa para instalaciones de la misma naturaleza.

5.7 Servicios asociados al suministro eléctrico incorporados dentro del Valor Agregado de Distribución

En concordancia con lo establecido en el inciso cuarto del artículo 184° de la LGSE, para el presente proceso tarifario, el Consultor deberá incorporar dentro del Valor Agregado de Distribución los siguientes servicios no consistentes en suministros de energía previamente tarifados, asociados a la distribución eléctrica:

- A. Certificado de deuda o consumos.
- B. Conexión o desconexión del servicio o corte y reposición.
- C. Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura.
- D. Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial.
- E. Inspección de suministros individuales, colectivos y redes.
- F. Pago de la cuenta fuera de plazo.

Para esto, el Consultor deberá determinar la cantidad de prestaciones asociadas a los servicios señalados para el horizonte de planificación, considerando las demandas históricas en el formato señalado en el archivo "02 Anexo solicitud de información VAD" en la hoja "Formato Demanda SSAA a VAD", a partir de la cual se determinarán los costos totales en que deberá incurrir la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima.

Sin perjuicio de lo anterior, todas las actividades asociadas a la prestación de los servicios señalados precedentemente deberán ser incorporadas de modo que no existan prestaciones, tipos o subtipos de estos que puedan ser prestados fuera del servicio público de distribución de la empresa eficiente y que el diseño de esta evite el doble pago de los servicios señalados.

5.7.1 Certificado de deuda o consumos

Este servicio consiste en la emisión de un documento que certifique la deuda, consumo de un cliente o que cuenta con suministro, a una determinada fecha o durante un período dado.

Este servicio se presta a solicitud del cliente y se refiere a la emisión de una certificación, por parte de la empresa distribuidora, que contenga los consumos durante un período determinado y no mayor a 3 años, se trate de un certificado de la deuda con la distribuidora, correspondiente a dichos consumos, o bien, un certificado indicando que el cliente cuenta con suministro.

Este servicio incluye la elaboración y emisión del certificado correspondiente y su entrega en oficinas comerciales y/u otros medios físicos o mediante técnicas y medios electrónicos eficientes.

El servicio no incluye la legalización notarial.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de emisión de Certificado de Deuda o Consumos para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales en que deberá incurrir la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo.

5.7.2 Conexión o desconexión del servicio o corte y reposición

Este servicio consiste en la desconexión (corte) del suministro de un cliente por falta de pago y su posterior reconexión (reposición).

El servicio incluye el envío al cliente de un aviso de corte o notificación de corte, que no requiere su consentimiento, y puede ser efectuado por medios físicos o mediante técnicas y medios electrónicos. Además,

el servicio incluye la desconexión de las instalaciones eléctricas del cliente a la red de distribución, así como la reconexión de las mismas, dentro de las 24 horas luego de efectuado el pago o suscrito el eventual convenio de pago.

El servicio no incluye las inspecciones previas ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio. Tampoco incluye la rotura y reposición de pavimento, ni el pago de derechos municipales, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles y otros derechos.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de corte y reposición para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales a incurrir por la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo. La estimación de la cantidad de servicios de corte y reposición deberá excluir el efecto de la Ley N° 21.340 y la Ley N° 21.249 para aquellos periodos en que dichas leyes no tienen efecto sobre la realización del servicio.

5.7.3 Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura

Este servicio consiste en la emisión de un duplicado de la boleta o factura, establecido como comprobante para pago o copia legalizada de la factura, a solicitud del cliente.

Este servicio incluye los costos asociados a la atención del cliente cuando solicita una legalización notarial de una copia de la factura o bien el duplicado de la factura o boleta del servicio de distribución, y el costo de la legalización de la factura.

El servicio no incluye la copia de facturas emitidas con anterioridad a 3 años.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de Copia de Factura Legalizada o Duplicado de Boleta o Factura para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales a incurrir por la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo.

5.7.4 Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección especial

Este servicio consiste en el envío de la boleta o factura a una casilla postal o dirección física especial dentro del territorio nacional, diferente a la del suministro, por un medio distinto a los de reparto normal utilizado por la empresa eficiente, a solicitud del cliente. Este servicio se entenderá incorporado dentro de las gestiones habituales de facturación.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de Envío o Despacho de Boleta o Factura a Casilla Postal o Dirección Especial para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales a incurrir por la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo.

5.7.5 Inspección de suministros individuales, colectivos o redes

Este servicio consiste en cualquier tipo de inspección ocular en terreno de un suministro individual, colectivo o de redes, realizado por personal calificado, a solicitud del cliente en relación a la obtención de un suministro eléctrico o la modificación del existente.

Este servicio considera los costos relacionados con la concurrencia del inspector al lugar de suministro a ser inspeccionado en forma visual, se trate de instalaciones eléctricas aéreas, subterráneas o instalaciones complementarias, así como elementos que pudiesen significar un peligro para la calidad y seguridad de suministro para efectos de la obtención del suministro eléctrico o la modificación del existente, tal como árboles. Además, el servicio incluye la elaboración de un reporte de la inspección por escrito y del informe técnico correspondiente.

El servicio no incluye todo tipo de verificaciones o ensayos de los elementos inspeccionados, cualquier tipo de materiales, confección de planos o informes distintos al reporte de inspección, ni la inspección y pruebas de equipos eléctricos en fábricas o laboratorios.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de Inspección de suministros individuales, colectivos o redes para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales a incurrir por la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo.

5.7.6 Pago de la cuenta fuera de plazo

Este servicio está constituido por todos los costos asociados a la gestión comercial y de cobro, la regularización administrativa y contable del estado de cuenta del cliente, incluyendo los materiales asociados.

Este servicio incluye los costos adicionales a los contemplados en los procesos de facturación o a los ya reconocidos en las actividades asociadas en el servicio señalado en el numeral 5.7.2, derivados del pago de facturas o boletas fuera del plazo de vencimiento por parte del cliente.

El servicio no incluye los intereses por mora.

El Consultor deberá estimar la cantidad de servicios de Pago de la Cuenta Fuera de Plazo para el horizonte de planificación, a partir de la cual, se determinarán los costos totales a incurrir por la empresa modelo. Para efectos de la determinación de la cantidad de actividades, el Consultor deberá considerar una gestión óptima de la empresa modelo.

6 DETERMINACION DE LOS COSTOS DE LA EMPRESA MODELO

En esta etapa el Consultor deberá valorizar las instalaciones de la empresa modelo resultante del dimensionamiento óptimo del punto 5, como asimismo deberá establecer los costos de explotación asociados, desglosados en los ítems de costos señalados en el punto 1.1. Para el cumplimiento de este objetivo, se deberá determinar, en primer lugar, los costos unitarios, en los términos que se señala en este punto.

Además, el Consultor deberá calcular las pérdidas medias de potencia de punta de distribución, de potencia de punta de generación y energía para la empresa modelo, así como el ajuste por efectos del impuesto a la renta.

6.1 Costos unitarios

El Consultor deberá enumerar los costos unitarios de todos los ítems de costos correspondientes a los equipos y materiales, a las instalaciones muebles e inmuebles, a la operación y mantención, y, a la atención al cliente. Los valores no deberán considerar el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y deberán expresarse en moneda del 31 de diciembre del año base. El tipo de cambio a utilizar para el Dólar corresponderá al valor promedio para

diciembre del año base observado en E.E.U.U. publicado por el Banco Central, y para el Euro corresponderá al valor promedio para diciembre del año base publicado por el Banco Central.

A continuación, se detalla la metodología a emplear para determinar los costos unitarios de la empresa modelo:

6.1.1 Instalaciones eléctricas

A grandes rasgos, el costo unitario considerará el precio unitario (puesto en proveedor), recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra, montaje, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres, e intereses intercalarios), bienes intangibles y el capital de explotación.

6.1.1.1 Precios Unitarios

Los precios unitarios de las instalaciones eléctricas para la empresa modelo corresponderán a los precios del proceso de Valor Nuevo de Remplazo 2022¹³, en adelante, "VNR SEC", con los ajustes que se indican en la metodología siguiente:

A. Precios del VNR SEC

Para la determinación del precio unitario proveniente del VNR SEC, el Consultor deberá utilizar el siguiente procedimiento:

- i. Si el elemento a valorizar existe en alguna de las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica que la empresa de referencia, el precio unitario a emplear será el menor valor correspondiente del VNR SEC de las empresas señaladas;
- ii. Si el elemento a valorizar no existe en alguna de las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica que la empresa de referencia, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para dicho elemento dentro de las empresas distribuidoras clasificadas en las áreas típicas contiguas a la de la empresa de referencia. Para ello, se entenderá por área típica contigua a aquella en que se encuentre clasificada la empresa de referencia con VAD teórico inmediatamente superior o inferior al de la empresa de referencia del área típica en cuestión. Para lo anterior, deberán utilizarse los VAD teóricos de empresas que pertenezcan al mismo grupo (1.A o 1.B), conforme a la clasificación contenida en el numeral 5 del Informe Técnico que determina la metodología de definición de las Áreas Típicas de Distribución;
- iii. Si el elemento a valorizar no existe en alguna de las empresas distribuidoras clasificadas en las áreas típicas contiguas a la de la empresa de referencia, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para las empresas que si dispongan del precio del elemento;
- iv. Si el elemento a valorizar no existe en alguna de las empresas distribuidoras, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para un elemento de similares características técnicas existente, en primera instancia entre las empresas de la misma área típica, en segunda instancia, entre las empresas del mismo grupo o, en su defecto, entre todas las empresas; y,

¹³ Para efectos del estudio del Consultor se deberán utilizar los precios del VNR que fije la Superintendencia en 2023 conforme a lo establecido en el artículo 195° de la Ley previo a la instancia de Panel de Expertos. En caso de que estos no se encuentren disponibles, se deberán emplear aquellos presentados antes del treinta de junio de 2023, a los que se refiere el artículo 195° de la Ley. Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de los Informes Técnicos de la Comisión a los que se refiere el artículo 183 bis de la Ley, se deberán actualizar los precios en función del VNR fijado por la Superintendencia post Panel de Expertos.

- v. Si el elemento a valorizar no puede ser asimilado a uno de similares características técnicas existente en el VNR SEC, el Consultor deberá realizar la determinación de su precio en base a las fuentes de información que se señalan en la letra B. siguiente.

B. Revisión de precios resultantes del proceso de la letra A

El Consultor deberá hacer un control de consistencia de la información de VNR SEC con el objeto de verificar que los valores obtenidos de ese proceso resulten coherentes entre familias del mismo tipo de elemento, reflejen efectivamente las eficiencias obtenibles por la empresa de referencia y correspondan a los precios de mercado que ellas pueden acceder.

El proceso de consistencia se deberá ejecutar respecto de todos los elementos de la valorización. Para tal efecto, el Consultor deberá desarrollar estudios de precios o adquirirlos, en cuyo caso estos no podrán provenir de empresas relacionadas con las empresas de servicio público de distribución. El estudio deberá considerar valores unitarios de materiales y equipos usados en instalaciones de distribución. Para cumplir con lo anterior, el Consultor deberá recabar los antecedentes desde los mercados respectivos, a través de la contratación de empresas especialistas en el rubro correspondiente. El estudio podrá considerar proveedores con presencia en el territorio nacional, proveedores internacionales a los cuales la empresa de referencia realice compras, u otros debidamente justificados. Si en dichos casos el proveedor presenta precios de importaciones, se debe considerar los costos de flete y seguros.

Los estudios de precios deberán considerar descuentos por volumen u otros conceptos, que sean obtenibles por una empresa del tamaño de la empresa de referencia, ya sea por la adquisición de instalaciones, materiales y equipos para dicho sistema u otras instalaciones de distribución. Dichos descuentos deben obtenerse de estudios, cotizaciones u otros antecedentes de los que se disponga, los que deberán ser debidamente respaldados y deben ser acordes a los niveles de compra anual de instalaciones, materiales y equipos de la empresa de referencia.

Asimismo, el Consultor podrá considerar precios extraídos de cotizaciones y compras efectivas respaldadas por escrito de empresas productoras o consumidoras de instalaciones, materiales y equipos eléctricos, esto es, generadores, transmisores, distribuidores, usuarios sujetos o no a regulación de precios, empresas contratistas, constructores o proveedores de instalaciones, materiales y equipos para la provisión del servicio público de distribución, obtenidos desde fuentes nacionales o internacionales. En este último caso, si el proveedor presenta precios de importaciones, se debe considerar los costos de flete y seguros.

Los precios resultantes deberán considerar valores al 31 de diciembre del año base, desestimando efectos coyunturales de precios que, fundadamente, considere no sostenibles en el tiempo. Asimismo, el Consultor deberá resguardar la eliminación de sesgos derivados de servicios provenientes de empresas relacionadas que puedan significar desviaciones no representativas de los precios obtenidos.

En caso que el Consultor detecte que los valores del VNR SEC no son consistentes con las eficiencias obtenibles por la empresa de referencia y con los precios de mercado a que ellas pueden acceder, deberá corregir dichas incoherencias.

6.1.1.2 Recargos

Los recargos por concepto de flete a bodega, bodegaje, flete a obra, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios a emplear por el Consultor será el valor porcentual del proceso VNR SEC para la empresa de referencia. Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor podrá aplicar recargos distintos a los señalados siempre que

dichos valores sean el resultado de una política de gestión eficiente de la empresa modelo y que estos se encuentren debidamente justificados.

6.1.1.3 Montaje

El recargo por montaje para la empresa modelo corresponderá al valor eficiente de construcción de las obras, resultante de comparar los valores asociados a unidades constructivas similares, obtenidos a partir de modelos de cálculo, cotizaciones o antecedentes de recargo por montaje del VNR SEC, determinados de acuerdo a las siguientes fuentes de información:

A. Modelo de cálculo

El Consultor deberá desarrollar un modelo de cálculo que permita obtener el valor eficiente del montaje de todos los equipos, materiales e instalaciones de la empresa modelo.

Dicho modelo de cálculo deberá considerar al menos el dimensionamiento de los recursos necesarios para las actividades de montaje y sus costos unitarios, cuadrillas, duraciones, rendimientos, traslados, reuniones de coordinación, remuneraciones y otros costos tales como herramientas, combustible, vehículos, maquinaria, entre otros. Asimismo, el Consultor deberá al menos considerar segmentaciones según nivel de tensión (AT/BT), tipo de elemento a ser montado, tipo de disposición (aéreo/subterráneo/acuático), volumen de elementos a ser montados, entre otros.

Los precios que se utilicen en el cálculo del montaje podrán provenir del estudio de precios señalado en el numeral 6.1.1.1 y corresponder a montos al 31 de diciembre del año base. Por su parte, las remuneraciones que se empleen deberán obtenerse conforme a lo establecido en el numeral 5.4.2, para personal propio o tercerizado según corresponda.

B. Cotizaciones

El Consultor podrá considerar costos o estándares de montaje extraídos de cotizaciones, licitaciones y proyectos efectivos respaldados por escrito, de empresas instaladoras de equipos eléctricos, esto es, generadores, transmisores, distribuidores, usuarios sujetos o no a regulación de precios, empresas contratistas, constructores o proveedores de instalaciones, materiales y equipos para la provisión del servicio público de distribución, desde fuentes nacionales, relacionadas o independientes de las empresas distribuidoras, entre otras.

El Consultor deberá resguardar la eliminación de sesgos derivados de efectos coyunturales o de servicios provenientes de empresas relacionadas que puedan significar desviaciones no representativas de los costos obtenidos.

En estos casos el Consultor deberá determinar el valor del montaje considerando los descuentos por volúmenes para una empresa de tamaño similar al de la empresa modelo y acorde a los niveles de compra anual de la empresa de referencia. En aquellos casos de contar con más de una cotización, se deberá emplear la de menor valor.

C. Montaje del VNR SEC

El Consultor podrá emplear el Montaje reconocido para la empresa de referencia en el proceso de VNR SEC.

6.1.1.4 Derechos asociados al uso del suelo y servidumbres

Se entiende por derechos asociados al uso de suelo y servidumbre, todos los títulos que habilitan a la empresa distribuidora para ocupar, permanente o transitoriamente el suelo y el subsuelo con el objeto de extender sus redes y emplazar sus instalaciones, incluidos dentro de ellos los costos de reponer el pavimento.

No se podrá incluir por este concepto aquellos que hayan concedido el Estado o particulares a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación.

Con respecto a servidumbres, se deberán considerar los montos del VNR SEC.

Por otra parte, para efectos de la determinación de derechos municipales, derechos de vialidad y reposición de pavimentos, el Consultor deberá aplicar a la empresa modelo los valores unitarios determinados en el VNR SEC.

En relación a los traslados de redes ordenados por la Dirección de Vialidad de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley de Caminos, DFL N° 850-1997 del Ministerio de Obras Públicas, introducido por la Ley 19.474, se deberá considerar lo efectivamente pagado por la empresa de referencia por este concepto e informado en el Anexo N°1 de las presentes Bases, desde la fecha de inicio de vigencia de la referida ley hasta el año base.

Al monto resultante, el Consultor deberá restarle el VNR de la obra nueva y agregarle el VNR de la obra retirada producto del traslado.

Finalmente, el Consultor deberá prorratear dicho monto en cada uno de los alimentadores de la empresa modelo.

Otros derechos

El Consultor deberá considerar dentro de estos derechos sólo aquellos asociados a Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas con Ferrocarriles.

Respecto a los otros derechos, el Consultor deberá estimarlos bajo criterios de eficiencia técnica y económica, y de acuerdo a la siguiente metodología:

- i. Por cada uno de los alimentadores de la empresa modelo, se estimarán los kilómetros de red afectos al pago de otros derechos;
- ii. En base a información de la empresa de referencia correspondiente a los pagos efectivos realizados por concepto de otros derechos, sean estos dentro o fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia, el Consultor deberá determinar un valor medio de pagos por kilómetro de red, calculado como el cociente entre los pagos efectivos realizados por la empresa de referencia estos otros derechos y los correspondientes kilómetros de red afectados por dichos montos. Los pagos a considerar por el Consultor en el cálculo de los valores medios mencionados serán sólo aquellos respaldados con documentos donde conste la efectividad del pago, actualizados únicamente por IPC al 31 de diciembre del año base; y,
- iii. Finalmente, el monto por otros derechos a considerar por el Consultor en cada uno de los alimentadores de la empresa modelo establecidos en el punto i anterior, se obtendrá como la suma de los montos por otros derechos resultantes de multiplicar los kilómetros de red

calculados en el punto i anterior y el valor medio de pagos por kilómetro de red calculado en el punto ii anterior.

6.1.1.5 Bienes intangibles

Los bienes intangibles de la empresa modelo corresponderán a los gastos de puesta en marcha de una empresa distribuidora de energía eléctrica que inicia su operación.

El Consultor hará un ejercicio, de carácter abstracto, que busca obtener una estimación de estos gastos, mediante la simulación del costo eficiente de las actividades de puesta en marcha de la empresa modelo.

Al respecto deberá considerar como referente los valores que por concepto de bienes intangibles del proceso de VNR SEC.

Dicho monto no podrá ser superior al 2% del costo por renovación de sus instalaciones, esto es el costo de renovación de obras al valor resultante de aplicar los precios y recargos a las instalaciones de la empresa modelo, de acuerdo a la aplicación de la metodología desarrollada en las presentes bases.

Para efectos de asignar los bienes intangibles de la empresa modelo a cada instalación eléctrica y a cada bien mueble e inmueble, se seguirá el siguiente procedimiento:

- i. Se considerará que la vida útil de los bienes intangibles es perpetua, de acuerdo a lo señalado en el punto 6.4 de estas Bases.
- ii. Los bienes intangibles a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual de los bienes intangibles de la empresa modelo, en función de los costos anuales de inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

6.1.1.6 Capital de explotación

El capital de explotación de la empresa modelo será calculado por el Consultor como un doceavo de las entradas de explotación de esta empresa modelo estimadas para cada uno de los años del horizonte de planificación.

Para efectos de lo anterior, se considerará como entradas de explotación a las sumas que percibiría la empresa modelo por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el presente estudio y los ingresos efectivos de esta obtenidos por los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, desconexión y reconexión de servicios, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medida.

Para efectos de asignar el capital de explotación de la empresa modelo a cada instalación eléctrica y a cada bien mueble e inmueble, se seguirá el siguiente procedimiento:

- i. Se considerará que la vida útil del costo de explotación de la empresa modelo es perpetua, de acuerdo a lo señalado en el punto 6.4 de estas Bases.
- ii. El capital de explotación a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual del capital de

explotación de la empresa modelo en función de los costos anuales de inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

6.1.2 Bienes Muebles e Inmuebles (BMI)

Las componentes de bienes muebles e inmuebles se valorizarán conforme al costo eficiente de adquisición para la empresa modelo, de acuerdo a la clasificación establecida en el proceso de VNR SEC, distinguiendo Terrenos, Edificios, Vehículos, Equipos, Bienes de Oficina, Hardware, Software, SCADA¹⁴ y Otros Bienes.

En aquellos casos en que el Consultor deba determinar el valor del BMI a partir del precio de mercado, éste deberá incluir los descuentos por volúmenes de compra habituales para una empresa de tamaño similar al de la empresa de referencia y, en aquellos casos de contar con más de una fuente de costo, se deberá emplear la de menor valor. Particularmente para los terrenos y edificios, el Consultor deberá incluir en su estudio el respaldo de los valores empleados, justificando por cada uno de ellos la ubicación y la calidad de la construcción considerada, lo anterior en el marco de un servicio de distribución eficiente en las políticas de inversión y gestión de la empresa modelo. A su vez, en el caso de BMI como Software, SCADA, se deberá considerar los costos asociados a su implementación.

Los costos unitarios de los bienes muebles e inmuebles de la empresa modelo corresponderán al mínimo valor resultante de comparar los precios obtenidos en estudios de precios o cotizaciones, o los precios del VNR SEC, determinados de acuerdo a la siguiente metodología:

A. Estudio de Precios o Cotizaciones

El Consultor podrá realizar o contratar estudios de precios de mercado, cotizaciones, presupuestos, información histórica de adquisición de las empresas de distribución, entre otras fuentes de información, buscando la opción económicamente eficiente para la operación de la empresa eficiente de distribución.

B. Precios del VNR SEC

El Consultor deberá analizar los costos asociados a los BMI de acuerdo a la metodología siguiente:

- i. Si el BMI a valorizar existe en alguna de las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica que la empresa de referencia, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica;
- ii. Si el BMI no existe en alguna de las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica que la empresa de referencia, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para dicho ítem para las empresas distribuidoras clasificadas en las áreas típicas contiguas a la de la empresa de referencia. Para efectos de lo anterior, se deberá considerar como empresa contigua a la determinada en la metodología de determinación de los precios unitarios descrita en el numeral 6.1.1.1 letra C. ii. precedente;

¹⁴ La categoría SCADA deberá contener la plataforma necesaria para la operación y control del sistema de distribución de la empresa modelo. Dichos costos deberán excluirse de las partidas Hardware y Software.

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>

- iii. Si el BMI a valorizar no existe en alguna de las empresas de las áreas típicas contiguas a la de la empresa de referencia, el precio unitario a considerar será el menor valor correspondiente del VNR SEC para un BMI de similares características existente en el área típica; y,
- iv. Finalmente, si el BMI a valorizar no puede ser asimilado a uno de similares características, el Consultor deberá determinar el precio unitario como el mínimo precio de mercado.

Los bienes intangibles y capital de explotación a considerar en el valor del BMI se determinarán de similar forma a lo dispuesto en los puntos 6.1.1.5 y 6.1.1.6, respectivamente.

Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, el Consultor deberá evaluar la conveniencia de adquirir total o parcialmente los bienes muebles e inmuebles o arrendarlos, de modo de incorporar en el Valor Agregado de Distribución aquellos costos económicamente eficientes. La información utilizada en la evaluación deberá adjuntarse como respaldo y la decisión de valorización deberá estar debidamente justificada.

6.1.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos unitarios asociados a la operación y mantenimiento deberán considerar los valores de costo eficiente de personal propio o de contratistas, según se haya determinado como de mayor eficiencia en el punto 5.3, y el volumen anual de las actividades a ejecutar por la empresa.

6.1.4 Costos unitarios por atención de clientes

Los costos unitarios para la atención de clientes deberán establecerse para las actividades definidas en el punto 5.4, con el costo de remuneraciones y los tiempos por actividad eficientes determinados por el Consultor.

Los costos unitarios de remuneraciones y los correspondientes a los insumos de gastos contenidos en los costos de operación, mantenimiento y atención de clientes, deberán expresarse conforme a lo señalado en el Anexo N° 2. Por su parte los costos unitarios de instalaciones eléctricas y bienes muebles e inmuebles deberán expresarse bajo los formatos, codificación y forma establecidos en los sistemas de cuentas que para efectos de fijación del VNR que mantiene la SEC, conforme a lo señalado en el Anexo N° 2.

6.2 Costos de atención de clientes de la empresa modelo, CEXAC

Para la empresa modelo dimensionada y con los costos unitarios establecidos en el punto anterior, el Consultor deberá determinar los costos de atención de clientes para cada año del horizonte de tarificación, correspondientes al área típica, desglosados en los siguientes tipos de actividad, y en concordancia con la NTDx:

- Costos varios de atención a cliente que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza, CEXAV;
- Costos de lectura de medidores según tipo de medidor, CEXLM; y,
- Costos de facturación y cobranza, CEXFC.

Las instalaciones muebles e inmuebles del área típica, no se asignarán al costo de atención de clientes por cuanto en éste sólo corresponde incluir gastos, debiendo asignarse las inversiones al costo por unidad de potencia suministrada.

El costo de explotación de atención de clientes (CEXAC), obtenido como la suma de los valores codificados como: 17, 18 19, 20, 21 y 22, del cuadro titulado “ACTIVIDADES A CONSIDERAR”, del punto 2 del Anexo N° 2, se calculará como:

$$CEXAC = CEXAV + CEXLM + CEXFC$$

6.2.1 Atención a clientes, CEXAV

Con el valor de CEXAV el Consultor determinará el siguiente costo unitario:

$$kav = \frac{CEXAV}{NC} \quad [$/cliente/año]$$

En que NC corresponde al número total de clientes promedio para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.

6.2.2 Lectura de medidores, CEXLM

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, CEXLM, se calculará como:

$$CEXLM = CEXLMME + CEXLMMD + CEXLMMH + CEXLMUM$$

En que:

CEXLMME	:	Costo de lectura medidor simple de energía.
CEXLMMD	:	Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima.
CEXLMMH	:	Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria.
CEXLMUM	:	Costo de lectura de la Unidad de Medida que es parte del SMMC.

Con los valores anteriores el Consultor deberá calcular los siguientes costos medios de lectura de medidor:

$$ke = \frac{CEXLMME}{NCME} \quad kd = \frac{CEXLMMD}{NCMD} \quad kh = \frac{CEXLMMH}{NCMH} \quad ku = \frac{CEXLMUM}{NCUM}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

NCME	:	Número de clientes promedio con medidor simple de energía, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.
NCMD	:	Número de clientes promedio con medidor de energía y demanda máxima, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.
NCMH	:	Número de clientes promedio con medidor de energía y demanda horaria, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.
NCUM	:	Número de clientes promedio con la Unidad de Medida que es parte del SMMC, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.

6.2.3 Facturación, CEXFC

El costo de atención de clientes por facturación y cobranza, CEXFC, se calculará como:

Avenida Bernardo O'Higgins 1449 Torre 4, Piso 13 - SANTIAGO - CHILE - FONO (56-2) 797 2600 - FAX (56-2) 797 2627

E-MAIL fijacionDx@cne.cl - WEB [http:// www.cne.cl](http://www.cne.cl)

$$CEXFC = CEXFCMT + CEXFCUM$$

En que:

- CEXFCMT : Costo de facturación y cobranza asociado a medidores que no son parte del SMMC.
CEXFCUM : Costo de facturación y cobranza asociado a las Unidades de Medida que son parte del SMMC.

Con los valores anteriores el Consultor deberá calcular los siguientes costos medios de lectura de medidor:

$$kfcmt = \frac{CEXFCMT}{NCME} \quad kfcum = \frac{CEXFCUM}{NCUM}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

- NCME : Número de clientes promedio con medidor que no es parte del SMMC, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.
NCUM : Número de clientes promedio con Unidad de Medida que es parte del SMMC, para cada año del horizonte de tarificación, en consistencia con lo establecido en el punto 5.1.

Todos los valores anteriores deberán estar expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.

6.3 Cálculo de pérdidas medias en energía y potencia de la empresa modelo

Las pérdidas de energía y de potencia deberán ser las que resulten de la aplicación de un cálculo analítico de pérdidas coincidentes de potencia a la hora de demanda máxima del sistema de distribución y de pérdidas de energía en cada etapa del sistema (BT y AT), considerando los retiros establecidos en el punto 5.1 con las instalaciones adaptadas a la demanda y a la calidad de servicio establecida en la normativa vigente determinadas en el punto 5.2.

Para cada uno de los años del horizonte de tarificación, se deberá realizar el cálculo de las pérdidas técnicas para cada uno de los alimentadores de distribución AT y BT del sistema, considerando a cada cliente como la mínima representación de los consumos. El detalle de los resultados de las pérdidas técnicas deberá ser entregado conforme a los formatos establecidos en el Anexo N° 2, junto con los resultados del dimensionamiento de la demanda, transformadores y tramos.

La estimación de las ventas incobrables de AT y BT deberá resultar de la aplicación de una metodología objetiva que el Consultor deberá explicitar y fundamentar. En particular, la metodología que se establezca debe considerar criterios de eficiencia en la asignación de recursos, de forma que los niveles de incobrabilidad y de esfuerzo para evitarlas sean socialmente los óptimos. En todo caso, esta estimación deberá considerar gastos de incobrables siempre que hayan sido contabilizados oportunamente y se hayan agotado prudencialmente los medios de cobro, analizando los castigos por deudas incobrables de la empresa de referencia constados en los estados financieros, memorias anuales u otro instrumento de estados de resultado, y los ingresos brutos del año, considerando varios años.

No obstante lo anterior, la metodología que el Consultor utilice debe reflejar la gestión de una empresa eficiente y contener los fundamentos que la justifiquen.

Fundadamente, el Consultor podrá incorporar un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulte económica. Para este efecto, el estudio deberá justificar el porcentaje de hurto residual, empleando para

su estimación un modelo que optimice todos los costos involucrados. El Consultor deberá estimar el costo de las políticas de control de hurto que correspondan y se justifiquen para una empresa eficiente, a través de los costos de inversión, mantenimiento y administración que de ellas se derivan. Este esfuerzo de control de hurto óptimo debe ser consistente con el nivel de hurto residual que se considere en el diseño de la empresa modelo, para cada uno de los años del horizonte de tarificación. Para lo anterior, el Consultor deberá considerar factores socioeconómicos propios de cada zona de concesión que afecten el nivel de hurto de la empresa modelo.

Los valores finales se incluirán en el anexo 3, "Balance de Energía y Potencia".

6.4 Costo de las instalaciones de la empresa modelo, CIMI y CINST

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el costo de las instalaciones muebles e inmuebles corresponderá al valor obtenido de la tabla SEC-6.3.5 complementada en el Anexo N° 2, y será denominado como CIMI, valor que el Consultor deberá desglosar en una parte asignada a distribución AT aérea (CIMIAT_A), distribución AT subterránea (CIMIAT_S), distribución BT aérea (CIMIBT_A) y otra a distribución BT subterránea (CIMIBT_S), de acuerdo al criterio de prorrata proporcional al VNR de instalaciones físicas de AT aéreas, AT subterráneas, BT aéreas y BT subterráneas de la empresa modelo, de modo que:

$$CIMI = CIMIAT + CIMIBT \quad [\$]$$

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el costo de las instalaciones AT y BT de distribución, tanto aéreas como subterráneas, corresponderá a valores obtenidos de la tabla SEC-6.3.2 complementada en el Anexo N° 2, y será denominado como CINST, valor que el Consultor deberá desglosar en una parte asignada a distribución AT aérea (CINSTAT_A), distribución AT subterránea (CINSTAT_S), distribución BT aérea (CINSTAT_BT_A) y otra a distribución BT subterránea (CINSTAT_BT_S), de acuerdo al criterio de prorrata proporcional al VNR de instalaciones físicas de AT y BT de la empresa modelo.

$$CIMI = CIMIAT + CIMIBT \quad [\$]$$

A partir de los valores anteriores, el Consultor deberá calcular los costos medios que se señalan a continuación:

$$kiat = \frac{CINSTAT_A + CIMIAT_A + CINSTAT_S + CIMIAT_S}{kWAT} \quad [$/kW]$$

$$kibt = \frac{CINSTAT_BT_A + CIMIBT_A + CINSTAT_BT_S + CIMIBT_S}{kWBT} \quad [$/kW]$$

$$kisd = \frac{CIMI + CINST}{kWSD} \quad [$/kW]$$

Donde:

kWAT: Demanda máxima integrada, coincidente, cobrable, de los usuarios en alta tensión, junto con las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresada en kilowatts.

kWBT: Demanda máxima integrada, coincidente con la demanda máxima del sistema de distribución, cobrable, de los usuarios en baja tensión, expresada en kilowatts.

kWSD: Demanda máxima integrada, coincidente, ingresada al sistema de distribución, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresada en kilowatts.

Asimismo y considerando las vidas útiles de cada uno de los elementos que los componen, el Consultor deberá además calcular los costos medios anualizados que se señalan a continuación:

$$a_{kiat} = \frac{a \cdot CINSTAT_A + b \cdot CIMIAT_A + c \cdot CINSTAT_S + d \cdot CIMIAT_S}{kWAT} \text{ [$/kW]}$$

$$a_{kibt} = \frac{e \cdot CINSTBT_A + f \cdot CIMIBT_A + g \cdot CINSTBT_S + h \cdot CIMIBT_S}{kWBT} \text{ [$/kW]}$$

$$a_{kisd} = \frac{a \cdot CINSTAT_A + b \cdot CIMIAT_A + e \cdot CINSTBT_A + f \cdot CIMIBT_A + c \cdot CINSTAT_S + d \cdot CIMIAT_S + g \cdot CINSTBT_S + h \cdot CIMIBT_S}{kWSD} \text{ [$/kW]}$$

Donde:

- a : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones de distribución en AT aéreas.
- b : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones muebles e inmuebles en AT aéreas.
- c : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones de distribución en AT subterráneas.
- d : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones muebles e inmuebles en AT subterráneas.
- e : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones de distribución en BT aéreas.
- f : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones muebles e inmuebles en BT aéreas.
- g : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones de distribución en BT subterráneas.
- h : Factor de recuperación de capital equivalente para instalaciones muebles e inmuebles en BT subterráneas.

Para el cálculo de los parámetros a, b, c, d, e, f, g y h anteriores, el Consultor deberá considerar las siguientes agrupaciones de elementos y sus respectivas vidas útiles:

ID ¹⁵	AGRUPACIÓN	AÑOS
1	Bienes inmuebles distintos a los terrenos	50
2	Conductor desnudo	40
3	Conductor aislado	40
4	Conductor protegido	35
5	Equipamiento computacional	5
6	Equipamiento de oficina no fungible	15
7	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
8	Equipamiento electromecánico y electromagnético	30
9	Equipos de control y telecomando	10
10	Grupos electrógenos	20
11	Medidores Sistemas de Medida y Monitoreo	15
12	Postes y estructuras de equipos, líneas y subestaciones	50
13	Obras civiles	50
14	Protecciones digitales	15
15	Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	10
16	Terrenos, servidumbres, bienes intangibles y capital de explotación	Perpetua
17	Vehículos	10

6.5 Costo de operación, mantenimiento y administración de la empresa modelo, COyM

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el costo de operación, mantenimiento y administración de distribución para las instalaciones AT aéreas (COyMAT_A), AT subterráneas (COyMAT_S), BT aéreas (COyMBT_A) y BT subterráneas (COyMBT_S) corresponderá al valor resultante de realizar una asignación de las actividades 1 a la 16 del cuadro siguiente, y de aquellas actividades de la 17 a la 28 que no formen parte de los costos fijos del numeral 6.2 precedente.

ACTIVIDAD ID	NOMBRE ACTIVIDAD
1	Operación remota de despacho distribución (equipos o TD)
2	Operación en terreno de (equipos o TD)
3	Retiro de ramas o elementos extraños de la red
4	Atención de llamados de emergencia
5	Otras Actividades de Operación
6	Poda de árboles
7	Lavado de aisladores
8	Revisión o Inspección de componentes, equipos o TD
9	Reemplazo o cambio de componentes, equipos o TD
10	Mantenimiento preventivo de Equipos o TD
11	Reparación de componentes (cámaras, bóvedas, acometidas, otros)
12	Otras Actividades de Mantención
13	Medición y gestión de la calidad del suministro eléctrico
14	Conexión física de usuarios a la red
15	Producción de Electricidad para respaldo del servicio de distribución
16	Gestión de la medida de las inyecciones al sistema de distribución
17	Atención de clientes (servicios regulados y no regulados)
18	Lectura de medidores
19	Determinación y publicación de tarifas
20	Elaboración de boletas y facturas
21	Reparto de boletas y facturas
22	Recaudación
23	Gestión de compra de Energía y Potencia
24	Prestación de Servicios
25	Dirección Ejecutiva, Planificación y Control de Gestión
26	Administración Recursos Humanos

¹⁵ ID único asociado a la categoría de Vida Útil. Este debe ser utilizado para informar el campo "Tipo VU" del anexo "03 Formato Entrega Resultados".

27	Administración Financiera contable
28	Funcionamiento Marco Regulatorio Distribución

A partir de los valores de dichas actividades, y la asignación definir por el Consultor para AT_A, AT_S, BT_A y BT_S, se deberán calcular los costos medios que se señalan a continuación:

$$koy_{mat} = \frac{COyMAT_A + COyMAT_S}{kWAT} \quad [$/kW/año]$$

$$koy_{mbt} = \frac{COYMAT_A + COYMAT_S}{kWBT} \quad [$/kW/año]$$

Del mismo modo, se determinará el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$koy_{msd} = \frac{COyMBT_A + COyMAT_A + COyMBT_S + COyMAT_S}{kWSD} \quad [$/kW/año]$$

6.6 Ajuste por efectos de impuesto a la renta, AEIR

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el Consultor deberá determinar el ajuste por efectos de impuesto a la renta (AEIR), a partir de las instalaciones asignadas a alta tensión aérea (AEIRAT_A), alta tensión subterránea (AEIRAT_S), baja tensión aérea (AEIRBT_A) y a baja tensión subterránea (AEIRBT_S), de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$AEIRAT = \frac{t \cdot (a \cdot CINSTAT_A + b \cdot CIMIAT_A - DAT_A) + t \cdot (c \cdot CINSTAT_S + d \cdot CIMIAT_S - DAT_S)}{(1 - t)}$$

$$AEIRBT = \frac{t \cdot (e \cdot CINSTBT_A + f \cdot CIMIBT_A - DBT_A) + t \cdot (g \cdot CINSTBT_S + h \cdot CIMIBT_S - DBT_S)}{(1 - t)}$$

Donde:

- t : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a la empresa modelo. En caso de existir más de un régimen tributario, se considerará aquel régimen que resulte más conveniente económicamente para la empresa modelo. Se considerará aquella tasa vigente durante el año base del estudio, siendo ese año el tributario.
- DAT_A : Depreciación anual de las instalaciones asignadas a alta tensión aéreas, determinada para efectos de la valorización de los impuestos a la renta que le correspondería pagar a la empresa modelo.
- DAT_S : Depreciación anual de las instalaciones asignadas a alta tensión subterráneas, determinada para efectos de la valorización de los impuestos a la renta que le correspondería pagar a la empresa modelo.
- DBT_A : Depreciación anual de las instalaciones asignadas a baja tensión aéreas, determinada para efectos de la valorización de los impuestos a la renta que le correspondería pagar a la empresa modelo.
- DBT_S : Depreciación anual de las instalaciones asignadas a baja tensión subterráneas, determinada para efectos de la valorización de los impuestos a la renta que le correspondería pagar a la empresa modelo.
- a, b, e, f, g, h : Factores de recuperación de capital equivalente de acuerdo a lo señalado en el punto 6.4.

Para el cálculo de DAT_A, DAT_S, DBT_A y DBT_S, el Consultor deberá determinar la depreciación de cada agrupación de elementos utilizada en el punto 6.4 de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 DAT_A &= \sum_{i=1}^n DAT_{A_i} \\
 DAT_S &= \sum_{i=1}^m DAT_{S_i} \\
 DBT_A &= \sum_{i=1}^p DBT_{A_i} \\
 DBT_S &= \sum_{i=1}^q DBT_{S_i}
 \end{aligned}$$

$$DAT_{A_i} = \begin{cases} \frac{CIAT_{A_i}}{VU_{SII_i}} & \text{si } VU_i \leq VU_{SII_i} \\ \frac{CIAT_{A_i}}{\frac{VU_{SII_i}}{(1+r)^{(VU_i-VU_{SII_i})}} \times \frac{(1+r)^{VU_i} - 1}{(1+r)^{VU_{SII_i}} - 1}} & \text{si } VU_i > VU_{SII_i} \end{cases}$$

$$DAT_{S_i} = \begin{cases} \frac{CIAT_{S_i}}{VU_{SII_i}} & \text{si } VU_i \leq VU_{SII_i} \\ \frac{CIAT_{S_i}}{\frac{VU_{SII_i}}{(1+r)^{(VU_i-VU_{SII_i})}} \times \frac{(1+r)^{VU_i} - 1}{(1+r)^{VU_{SII_i}} - 1}} & \text{si } VU_i > VU_{SII_i} \end{cases}$$

$$DBT_{A_i} = \begin{cases} \frac{CIBT_{A_i}}{VU_{SII_i}} & \text{si } VU_i \leq VU_{SII_i} \\ \frac{CIBT_{A_i}}{\frac{VU_{SII_i}}{(1+r)^{(VU_i-VU_{SII_i})}} \times \frac{(1+r)^{VU_i} - 1}{(1+r)^{VU_{SII_i}} - 1}} & \text{si } VU_i > VU_{SII_i} \end{cases}$$

$$DBT_{S_i} = \begin{cases} \frac{CIBT_{S_i}}{VU_{SII_i}} & \text{si } VU_i \leq VU_{SII_i} \\ \frac{CIBT_{S_i}}{\frac{VU_{SII_i}}{(1+r)^{(VU_i-VU_{SII_i})}} \times \frac{(1+r)^{VU_i} - 1}{(1+r)^{VU_{SII_i}} - 1}} & \text{si } VU_i > VU_{SII_i} \end{cases}$$

Donde:

CIAT _{A_i}	:	Es el costo de las instalaciones de la agrupación de elementos “i” asignadas a alta tensión aéreas (instalaciones de distribución o instalaciones muebles e inmuebles).
CIAT _{S_i}	:	Es el costo de las instalaciones de la agrupación de elementos “i” asignadas a alta tensión subterráneas (instalaciones de distribución o instalaciones muebles e inmuebles).
CIBT _{A_i}	:	Es el costo de las instalaciones de la agrupación de elementos “i” asignadas a baja tensión aéreas (instalaciones de distribución o instalaciones muebles e inmuebles).
CIBT _{S_i}	:	Es el costo de las instalaciones de la agrupación de elementos “i” asignadas a baja tensión subterráneas (instalaciones de distribución o instalaciones muebles e inmuebles).
VU _{SII_i}	:	Vida útil normal fijada por el Servicio de Impuestos Internos mediante Resolución N° 43 del 26 de diciembre de 2002 y sus modificaciones o la que la reemplace, para la agrupación de elementos “i”, expresada en años.
VU _i	:	Vida útil para la agrupación de elementos “i”, expresada en años, de acuerdo al punto 6.4.
r	:	Tasa de actualización a que hace referencia el literal d) del punto 1.2 de las presentes Bases.
n	:	Cantidad de agrupaciones de elementos asignadas a alta tensión aéreas.
m	:	Cantidad de agrupaciones de elementos asignadas a alta tensión subterráneas.
o	:	Cantidad de agrupaciones de elementos asignadas a baja tensión aéreas.
p	:	Cantidad de agrupaciones de elementos asignadas a baja tensión subterráneas.

A partir de AEIRAT_A, AEIRAT_S, AEIRBT_A y AEIRBT_S, el Consultor deberá calcular los ajustes medios por efectos de impuesto a la renta que se señalan a continuación:

$$kaeirat = \frac{AEIRAT_A + AEIRAT_S}{kWAT} \quad [$/kW/año]$$

$$kaeirbt = \frac{AEIRBT_A + AEIRBT_S}{kWBT} \quad [$/kW/año]$$

Del mismo modo, se determinará el ajuste medio equivalente de todo el sistema de distribución por efectos de impuesto a la renta, con la siguiente expresión:

$$kaeirsd = \frac{AEIRAT_A + AEIRBT_A + AEIRAT_S + AEIRBT_S}{kWSD} \quad [$/kW/año]$$

7 VALOR AGREGADO POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCION

7.1 Valores agregados

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el valor agregado por concepto de distribución se compone de los siguientes parámetros:

7.1.1 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica

Este valor, que se debe expresar en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, resulta diferente según el tipo de medidor y se debe calcular como

$$\begin{aligned} CFE &= kav + ke + kfcmt & [$/cliente/año] \\ CFD &= kav + kd + kfcmt & [$/cliente/año] \\ CFH &= kav + kh + kfcmt & [$/cliente/año] \\ CFU &= kav + ku + kfcum & [$/cliente/año] \end{aligned}$$

En que:

CFE	:	Costo fijo medidor simple de energía.
CFD	:	Costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.
CFH	:	Costo fijo medidor de energía y demanda horaria.
CFU	:	Costo fijo Unidad de Medida que es parte del SMMC.

7.1.2 Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

Se deben expresar por unidad de la potencia y energía suministrada, respectivamente, y corresponden a los costos por mayores compras de energía y potencia al sistema de generación, como se indica en la tabla siguiente:

	AT			BT		
	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA
Factor de expansión de pérdidas	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB

7.1.3 Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución

Se calculan por unidad de potencia suministrada en horas de punta de distribución, en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base y son los siguientes

$$VADAT = a_{kiat} + koymat + kaeirat \quad [$/kW/año]$$

$$VADBT = a_{kibt} + koymbt + kaeirbt \quad [$/kW/año]$$

$$VADSD = a_{kisd} + koymsd + kaeirsd \quad [$/kW/año]$$

En que:

VADAT	:	Valor agregado por costos de distribución de AT.
VADBT	:	Valor agregado por costos de distribución de BT.
VADSD	:	Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución.

Todos los valores anteriores deberán calcularse sin redondeos y los resultados deberán expresarse con cifras de dos decimales.

7.2 Indexación de los valores agregados

El Consultor deberá elaborar y proponer una única fórmula polinomial de indexación, aplicable a las componentes de costo señaladas en los numerales 7.1.1 y 7.1.3 precedentes, a fin de mantener sus valores reales durante el período de vigencia de las tarifas que se establezcan.

Cada una de las componentes señaladas deberá ser expresada conforme a su valor base, en pesos chilenos, y conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite. En este sentido, los índices que el consultor deberá utilizar para las fórmulas de indexación son el "Consumer Price Index" (CPI), corregido por el precio del dólar y el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

El CPI se utilizará para los componentes de costo de la inversión relacionados con insumos o bienes de capital importado, y el IPC para los componentes de costo de la inversión y de explotación relacionados con insumos o bienes de capital nacionales. Se establecerá una única fórmula polinomial, cuya aplicación definirá el valor nominal de las componentes señaladas, bajo la estructura siguiente:

$$CC_i = CC_o \times \left\{ \left(\alpha_1 + \beta_1 + \gamma_1 \cdot \frac{t}{t_o} \cdot \frac{1 - t_o}{1 - t} \right) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + \left(\alpha_2 + \beta_2 + \gamma_2 \cdot \frac{t}{t_o} \cdot \frac{1 - t_o}{1 - t} \right) \cdot \frac{CPI}{CPI_o} \cdot \frac{D}{D_o} \right\}$$

Dónde:

CC_i	: Corresponde a cada una de las componentes de costos señaladas en los numerales 7.1.1 y 7.1.3 precedentes, esto es, CFE, CFD, CFH, CFU, VADAT, VADBT, y VADSD.
α_1	: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de inversión.
α_2	: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de inversión.
β_1	: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de operación.
β_2	: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de operación.
γ_1	: Proporción del costo CC que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
γ_2	: Proporción del costo CC que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
IPC	: Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
CPI	: Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
D	: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado".
t	: Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicable a la empresa modelo.
IPC_o	: Valor base del índice de precios al consumidor.
CPI_o	: Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers).
D_o	: Valor base del tipo de cambio.
t_o	: Valor base de la tasa de impuesto a las utilidades de primera categoría.

La propuesta de fórmulas de indexación deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- Para la porción de las componentes de costos asociadas al numeral 7.1.1 vinculadas al costo de derechos asociados al uso del suelo, se deberá considerar el IPC como indicador de variación en pesos;
- Se debe cumplir que $\alpha_1 + \alpha_2 + \beta_1 + \beta_2 + \gamma_1 + \gamma_2 = 1$; y,
- Se deberá señalar, a modo referencial, el rango de validez en términos de amplitud y horizonte de tiempo que asigna a las fórmulas propuestas.

La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base deberá ser igual a uno.

8 OBRAS NO CONSTRUIDAS POR LA EMPRESA DE REFERENCIA

El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones no construidas o no financiadas total o parcialmente por la empresa de referencia, o que han sido adquiridas a un valor inferior al de su VNR en los últimos 30 años, 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;
- ii. Obras de soterramiento que han sido pagadas y/o efectuadas por terceros o por una Municipalidad; u,
- iii. Obras construidas con aporte de terceros, por ejemplo, mediante financiamiento por fondo nacional de desarrollo regional (FNDR).

Tales eficiencias serán reconocidas por el Consultor e incluidas en la valorización de la empresa modelo, de acuerdo a los criterios que aquel proponga.

9 COSTOS COMPARTIDOS

Se entiende como costo compartido al costo asociado a un recurso ya existente para prestar el servicio de distribución de la empresa modelo, que puede ser utilizado, sin alterar su costo, para prestar los servicios sujetos a fijación de tarifas, a que se refiere el numeral 4 del artículo 147 de la LGSE, en adelante Servicios Asociados.

Para la prestación de los Servicios Asociados sujetos a fijación de tarifas, el Consultor deberá considerar que la empresa modelo maximiza la utilización de sus recursos para la prestación de todos los servicios que ofrece, por lo que utilizará todas las holguras que identifique en los recursos de que dispone para prestar el servicio de distribución en la prestación de los Servicios Asociados sujetos a fijación de tarifas, con la finalidad de minimizar costos, sean estas directas o indirectas, considerando las respectivas fechas de entrada en vigencia de los correspondientes decretos.

Debido a la existencia de costos compartidos para la provisión del servicio de distribución y de los Servicios Asociados, el cálculo del valor agregado de distribución deberá incluir sólo la proporción mínima y necesaria del costo de los recursos utilizados para la provisión del servicio de distribución.

Para cumplir con lo anterior, el Consultor deberá identificar qué recursos de los que dispone la empresa modelo para prestar el servicio de distribución pueden ser compartidos para la prestación de los Servicios Asociados. Solamente deberá considerar en dicha identificación la organización, los bienes muebles e inmuebles y los materiales y servicios dimensionados para la prestación del servicio de distribución.

El Consultor deberá indicar de manera expresa, tanto en el informe final de este estudio como en las respectivas planillas de costos, cuál es la holgura en cada uno de los recursos que dispone la empresa modelo en la prestación del servicio de distribución para prestar los Servicios Asociados.

La metodología para estos efectos deberá ser expresamente detallada y fundamentada por el Consultor en incluida en su informe del estudio.

10 SUBCATEGORÍAS DE COSTOS

Para efectos de identificar las categorías de costos sobre las cuales se podrá discrepar conforme lo señalado en el inciso 22 del artículo 183 bis de la LGSE, estas se agruparán de acuerdo a la siguiente clasificación:

- A. Costo total de anualidad de la inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta, sin considerar los costos de los literales C y D siguientes.
- B. Costos de operación, mantenimiento y administración, sin considerar los costos del literal C y E siguiente.

- C. Costo total de anualidad de la inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta, operación y mantenimiento del Sistema de Medida y Monitoreo al que se refiere la NTDx.
- D. Obras no construidas por la empresa de referencia.
- E. Costos fijos independientes del consumo (CEXAV + CEXLM + CEXFC).
- F. Pérdidas técnicas.
- G. Hurto.
- H. Incobrables.
- I. Indexación.

ANEXO Nº 1

ANTECEDENTES REQUERIDOS PARA LA EMPRESA DE REFERENCIA DE CADA UNA DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN FIJADAS

El presente anexo forma parte del documento técnico “Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028”.

Las empresas de referencia de cada una de las Áreas Típicas de Distribución fijadas por esta Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la CNE o la Comisión, deberán aportar la información que se especifica en el presente Anexo¹.

La referida información deberá ser enviada dentro de los 30 días hábiles siguientes a la formalización de las bases técnicas y administrativas definitivas a que hace referencia el inciso duodécimo del artículo 183 bis de la LGSE, la que será expresamente solicitada por la Comisión.

Todos los antecedentes informados con motivo del presente anexo deberán ser consistentes entre sí, y con aquellos informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante SEC, en sus procesos regulares, tales como Infraestructura Dx, Ingresos de Explotación, Costos de Explotación, fijación VNR, entre otros.

En caso que el Consultor detecte incompletitudes, faltas, inconsistencias o diferencias en la información presentada por parte de las empresas de referencia en el presente anexo, este podrá realizar supuestos que estime necesarios pudiendo ajustar la información, los que deberán ser detallados en el informe. Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el Consultor considere que es necesario requerir correcciones o antecedentes adicionales, este podrá solicitarlos justificadamente a la Comisión.

Todo antecedente que proporcionen las empresas de referencia de forma extemporánea a los plazos fijados en las presentes Bases o a los plazos que fije la Comisión para la entrega de antecedentes complementarios, no podrá ser considerada dentro del estudio ni dentro de los informes técnicos a los que se refiere el Artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La Comisión coordinará las solicitudes de información que realice el Consultor del estudio del VAD, para lo cual deberán dirigir por escrito sólo a esta todos sus requerimientos de información, siendo la CNE la encargada de remitir dichas solicitudes a las empresas de referencia. Las empresas de referencia deberán enviar sólo a la Comisión la información a entregar al Consultor, en la forma y oportunidad que le sea indicada por la misma.

1. Antecedentes georreferenciados

1.1 Información de zonas de operación y clientes

La empresa de referencia deberá proporcionar antecedentes georreferenciados² en los cuales delimite su zona de operación asociada a cada punto de compra. Del mismo modo, deberá informar cuál es su zona de concesión al

¹ En caso de nuevos requerimientos de información por parte del Consultor, este deberá solicitarlo a las empresas a través de la Comisión.

² Los antecedentes georreferenciados deberán ser informados considerando las coordenadas X e Y. Además, en caso de que la empresa posea la coordenada Z, deberá informar los antecedentes señalados incorporando dicha coordenada. La información deberá proporcionarse en UTM Datum WGS 84 Huso 18 o 19 según corresponda, el cual deberá ser debidamente indicando.

31 de diciembre del año base, considerando que, en caso que la zona de concesión total esté conformada por la obtención de varias concesiones, las diferentes porciones deberán ser identificadas a través de distintos colores, en las que adicionalmente se indicará el número de decreto a través del cual fueron otorgadas. La zona de concesión estará constituida por las concesiones vigentes al 31 de diciembre del año base, así como también por aquellas zonas asociadas a instalaciones que tengan concesiones provisionales o bien que se encuentren en trámite, respecto de las cuales específicamente la SEC, haya hecho un reconocimiento en este último proceso de fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de las empresas distribuidoras.

Por su parte, los antecedentes georreferenciados que se entreguen, deberán contener capas que permitan identificar a lo menos lo siguiente, incluyendo lo que corresponda tanto dentro como fuera del área de concesión:

- Los subsectores de distribución asociados a cada punto de compra de energía y potencia de la empresa de referencia;
- Calles y caminos de bienes nacionales de uso público, tramos por predios y caminos privados en que la empresa de referencia tenga red, franjas de línea expuestas a vegetación y toda otra interferencia que enfrentan las instalaciones reales.
- Se deberá informar de manera georreferenciada cada uno de los clientes (medidor) ubicados tanto dentro como fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia, que se conectan a sus instalaciones de distribución mediante líneas propias o de terceros, sean clientes regulados, libres, de peajes u otras empresas distribuidoras, identificados con un número único (ID) consistente con el resto de los antecedentes a informar. Para cada uno de los clientes señalados se deberá informar su ubicación georreferenciada y su punto de conexión en la red de distribución de la empresa de referencia.
- Se deberán marcar e identificar las subestaciones primarias o puntos de ingreso de energía y potencia a los sistemas de distribución indicando kVA instalados. Las subestaciones primarias deberán ser consistentes con los puntos de inyección a distribución utilizados por la CNE en la proyección de demanda de energía;
- Se deberán marcar los transformadores particulares (T/P) (código SEC y capacidad kVA) asociados a los retiros en AT de clientes propios, identificados con un número único (ID) consistente con el resto de los antecedentes a informar;
- Se deben marcar los T/P de terceros que se conecten a las instalaciones de AT de la empresa de referencia vía pago de peajes de distribución (código SEC y capacidad kVA), identificados con un número único (ID) consistente con el resto de los antecedentes a informar.

Para cada una de las comunas, se deberá indicar si existen o no decretos municipales que impliquen restricciones para la concesionaria en cuanto al tendido de líneas eléctricas. En caso que así fuera, deberá adjuntar las copias de los documentos que avalen tal disposición.

Adicionalmente, la empresa de referencia deberá proporcionar los antecedentes georreferenciados de calles y caminos de bienes nacionales de uso público, tramos por predios y caminos privados en que la empresa de referencia tenga red, franjas de línea expuestas a vegetación y toda otra interferencia que enfrentan las instalaciones reales. En dichos antecedentes, la empresa de referencia deberá identificar aquellos tramos que no cumplan con restricciones normativas asociadas al uso de Bienes Nacionales de Uso Público, establecidas por el MOP u otro organismo competente.

La información georreferenciada deberá ser informada de manera tal que la ubicación sea consistente con el territorio disponible en las imágenes satelitales de acceso público del territorio nacional, tales como Google Maps o Google Earth.

1.2 Antecedentes específicos de infraestructura

Toda la información solicitada en este numeral deberá ser consistente con la presentada por la empresa de referencia a en el VNR SEC.

Las empresas de referencia deberán incluir toda la información georreferenciada³ de la infraestructura de distribución de la que hace uso. Se deberán indicar al menos los siguientes campos:

- Comuna.
- CUDN del elemento.
- Un campo que indique la zona de concesión a la que pertenece (en caso de no pertenecer a ninguna, llenar con valor "0").
- ID único para cada elemento que permita realizar cruces de información con las características técnicas de cada uno de ellos.
- Un campo que señale si el tramo o el elemento se encuentra emplazado en Bienes Nacionales de Uso Público o en instalaciones privadas.

La información entregada en este numeral deberá ser entregada en una base de datos Access o Microsoft SQL Server, o en archivos separados por ";", en formato .csv, para el 31 de diciembre de cada año del periodo 2018-2022. Todos los antecedentes presentados deberán ser consistentes con lo señalado en el numeral 1.1 del presente documento. Se debe incluir, al menos, lo siguiente:

- Redes de media tensión aéreas con indicación de trazados, tipo de conductor, capacidad, tensión efectiva de operación⁴ y número de fases.
- Equipamiento de media tensión aérea manual y telecomandado, cuya funcionalidad sea efectuar trasposos de carga entre alimentadores o entre distintas zonas del mismo alimentador.
- Redes de media tensión subterráneas, con indicación de trazados, tipo de conductor, capacidad, tensión efectiva de operación y número de fases.
- Equipamiento de media tensión subterránea manual y telecomandado, cuya funcionalidad sea efectuar trasposos de carga entre alimentadores o entre distintas zonas del mismo alimentador.
- Canalizaciones de media tensión, señalando trazado e indicar si el alimentador presta servicio radial, enmallado o network.
- Equipos de media tensión, tales como fusibles, desconectores bajo carga, condensadores, interruptores automáticos y Reconectores, equipos de control y/o monitoreo de la red y protecciones digitales, puentes removibles y otros.
- Estructuras MT y bajadas MT aéreo-subterráneo.
- Cámaras de operación y protecciones, cámaras de paso y cámaras de empalme con sistemas particulares, todos en MT.
- Transformadores de distribución aéreos indicando el tipo de transformador, su capacidad, las tensiones de operación efectivas y el número máximo de salidas.
- Transformadores de distribución de la empresa para uso en superficie, indicando características técnicas, capacidades y tensión efectiva de operación.

³ Los antecedentes georreferenciados deberán ser informados considerando las coordenadas X e Y. Además, en caso de que la empresa posea la coordenada Z, deberá informar los antecedentes señalados incorporando dicha coordenada. La información deberá proporcionarse en UTM Datum WGS 84 Huso 18 o 19 según corresponda, el cual deberá ser debidamente indicando.

⁴ Tensión efectiva de operación, corresponde a la tensión de operación al momento de fijar el VNR, y no a la tensión de aislación del elemento.

- Transformadores de distribución de la empresa para uso subterráneo y en recintos cerrados, clase radial, indicando características técnicas, capacidades y tensión efectiva de operación.
- Transformadores de distribución de la empresa para uso subterráneo categoría interconectable (enmallado), indicando características técnicas, capacidades y tensión efectiva de operación.
- Transformadores de distribución de la empresa para uso subterráneo categoría interconectable (network), indicando características técnicas, capacidades y tensión efectiva de operación.
- Sistemas de protección enmallados y network, indicando características técnicas de operación.
- Otros equipos de baja tensión, tales como protecciones, fusible, equipos de control y/o monitoreo de red y protecciones digitales, entre otros.
- Canalizaciones subterráneas de baja tensión, indicando si se trata de tramos radiales, enmallados o network y el número de circuitos que contiene cada tramo.
- Tramos subterráneos de red de baja tensión radial, indicando tipo de conductor, capacidad, tensión efectiva de operación y número de fases. Señalar separadamente las características del neutro.
- Equipamiento de baja tensión aérea manual y telecomandado, cuya funcionalidad sea efectuar traspasos de carga entre transformadores de distribución.
- Tramos subterráneos tipo network de red de baja tensión, indicando tipo de conductor, capacidad, tensión efectiva de operación y número de fases. Señalar separadamente las características del neutro.
- Equipamiento de baja tensión subterránea manual y telecomandado, cuya funcionalidad sea efectuar traspasos de carga entre transformadores de distribución.
- Tramos aéreos de red de baja tensión, indicando el tipo de conductor, número de fases, características del neutro y capacidad y tensión efectiva de operación. Se deberán indicar específicamente aquellos segmentos del trazado de la red de baja tensión, que correspondan a enmallamientos cuya funcionalidad sea efectuar traspasos de carga entre transformadores de distribución.
- Cámaras de baja tensión para transformadores.
- Cámaras de paso, cámaras de equipos y cámaras de empalme, todas las anteriores en baja tensión.
- Postación para uso exclusivo de redes de baja tensión aérea.
- Postación para uso exclusivo de redes de media tensión aérea.
- Postación para uso mixto de redes de baja y alta tensión aérea.
- Bajadas aéreo-subterráneo en baja tensión.
- Generadores de respaldo.

Los grupos de elementos de red nombrados en cada uno de los puntos de la lista anterior deben ser entregados en un archivo o layer diferente.

Por otro lado, cuando existan elementos que sean utilizados por redes en baja tensión y de media tensión de forma simultánea, como por ejemplo postes mixtos, esto se deberá indicar para cada uno de dichos elementos a través de un campo específico en la información técnica.

Adicionalmente, la concesionaria deberá incluir en forma separada otros antecedentes que considere relevantes respecto de aspectos que justifiquen utilizar alguna norma específica o tipo de elemento y/o conductor en particular, como por ejemplo, franjas expuestas a vegetación, cruce de ríos o de líneas de ferrocarriles, niveles de hurto, entre otros.

La información georreferenciada deberá ser informada de manera tal que la ubicación sea consistente con el territorio disponible en las imágenes satelitales de acceso público del territorio nacional, tales como Google Maps o Google Earth.

2. Características de la demanda, consumos y clientes

2.1 Antecedentes de clientes

En cuanto a las características de los servicios de los clientes que abastece, sean estos dentro o fuera de su zona de concesión, la empresa de referencia deberá proporcionar, para el período comprendido entre el 01 de enero de 2018 y el 31 de diciembre del año base, ambos incluidos, la información indicada en las tablas "A1_2_0100_Características_del_Consumo_Base" y "A1_2_0110_Características_del_Consumo_Base_RES", del archivo Formato_Antecedentes_VAD.accdb con los formatos y códigos en él indicados.

En el caso de los clientes residenciales, además, deberá informarse la potencia conectada del empalme, y la capacidad máxima del ITM instalado. Lo anterior en la tabla "A1_2_0200_CapEmpalmeRES" del archivo Formato_Antecedentes_VAD.accdb⁵ con los formatos y códigos en él indicados para el mismo período señalado en el párrafo precedente.

La empresa de referencia deberá proporcionar para cada zona de facturación y para el total de zonas, sean estos dentro o fuera de su zona de concesión, la información indicada en la tabla "A1_3_0100_Características_del_Consumo_Historico" del archivo Formato_Antecedentes_VAD.accdb con los formatos y códigos en él indicados para cada uno de los años comprendidos entre el 2004 y el 31 de diciembre del año base, ambos inclusive.

Dichos antecedentes deberán ser consistentes, en lo que corresponda con el ID único de clientes señalado en el numeral 1.1, y con lo informado en el proceso de Ingresos de Explotación a la SEC.

2.2 Información de empalmes

Las empresas de referencia deberán entregar la información de empalmes de todos sus clientes de media y baja tensión, tanto regulados como libres, indicando:

- Punto georreferenciado de inicio desde la red de distribución y punto de término en el medidor del cliente, consistente con la información entregada en el numeral 1.
- Longitud del empalme.
- Propiedad (distribuidora/cliente)
- ID de cada cliente de la empresa asociado a dicho empalme de acuerdo con la información entregada en el numeral 1.
- Capacidad del empalme, sección del conductor, material, aéreo/subterráneo, norma, tensión nominal, número de fases y el CUDN respectivo.

2.3 Información de medidores

Se deberá entregar un listado de todos los medidores según, entregando los siguientes antecedentes:

- Marca y modelo.
- Tarifa.
- Tecnología (electromecánicos, electrónicos y unidades de medida del SMMC o UM)

⁵ La información deberá ser enviada en versión MS Access.

- Punto georreferenciado del medidor, consistente con la información entregada en el numeral 1.
- Antigüedad del medidor.
- ID de cada cliente de la empresa asociado a dicho medidor de acuerdo con la información entregada en el numeral 1.
- Propiedad (distribuidora/cliente)
- Consumo en vacío y CUDN respectivo.

2.4 Información de medición en clientes

Mediciones horarias de energía activa y reactiva a nivel de clientes, para el caso en que los medidores registren dicha información, para el periodo entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre del año base, según el formato “Dda_Clientes”, adjunto a las presentes Bases.

En caso que no se cuente con la desagregación solicitada, informar las energías y potencias activas y reactivas con la mayor desagregación disponible indicando las fechas y horas de inicio y fin en que fueron obtenidas.

La información solicitada es para cada cliente y debe venir identificada con su ID respectivo, de forma tal de poder identificar estos clientes en la información georreferenciada del numeral 1.

2.5 Información de medición en alimentadores

Se deberá entregar el listado de alimentadores de distribución, indicando:

- ID del alimentador.
- Nombre del alimentador.
- Código empresa.
- Subestación primaria.
- Nombre, ID y nivel de tensión de la barra MT a la que se conecta.

Junto con lo anterior, se solicita la demanda horaria de energía activa y reactiva de cada alimentador para los años 2021 y 2022, según el formato “Dda_Alím” adjunto a las presentes Bases. En caso que no se cuente con la desagregación solicitada, informar las energías y potencias activas y reactivas con la mayor desagregación disponible, indicando las fechas y horas de inicio y fin en que fueron obtenidas.

2.6 Información de medición en subestaciones

La empresa de referencia deberá entregar la información de demanda horaria de energía activa y reactiva para cada subestación primaria de distribución y/o punto de inyección de energía a distribución para los años 2021 y 2022, según el formato “Dda_SSEE” adjunto a las presentes Bases.

La información enviada debe permitir verificar la consistencia con la información enviada a SEC en los costos de explotación de los años correspondientes.

2.7 Información de potencia

La empresa de referencia deberá entregar:

- 1) La potencia coincidente consumida o ingresada al sistema de distribución AT, en la hora de demanda máxima del sistema de generación en horas de punta, en el año base, detallando el procedimiento de su obtención según subsistema, fecha y hora de las 52 máximas utilizadas, según se requiere en el punto 3 del archivo Balance de Energía y Potencia.xlsx de las Bases Técnicas.
- 2) La potencia demandada en el año base durante el período de máxima potencia coincidente ingresada al sistema de distribución AT, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, según se indica en el punto 2 del archivo Balance de Energía y Potencia.xlsx de las Bases Técnicas, indicando fecha y hora de tal máxima.

2.8 Información asociada a netbilling

Se deberá entregar información para cada cliente con generación residencial (clientes netbilling), la cual debe venir con su ID respectivo⁶, de forma de poder identificar estos clientes con generación residencial en la información geográfica solicitada y entregada en el numeral 1. En específico, las empresas de referencia deberán entregar:

- Información de las condiciones de generación vigentes al 31 de diciembre de 2022 de cada uno de los clientes netbilling conectados a la red de distribución:
 - Fecha de inicio de operaciones.
 - Costos de readecuaciones cuando corresponda.
 - Coordenada UTM del punto de conexión.
 - Propiedad (cliente/distribuidora) y capacidad del empalme.
 - Tecnología de generación.
 - Nivel de tensión al que se conecta (en kV).
 - Capacidad instalada de generación.
 - Capacidad de inyección permitida.
 - Adjuntar en formato digital los contratos de conexión, los protocolos de conexión y los estudios de conexión en caso que corresponda, identificándolos con los ID definidos para cada cliente.
- Registros del consumo mensual de energía y potencia de cada uno de los clientes con generación residencial (identificada para cada cliente), para el periodo entre el 1 de enero de 2004 al 31 de diciembre del año base.
- Información disponible acerca de autoconsumo mensual de energía y potencia de cada uno de los clientes con generación residencial (identificada para cada cliente), para el periodo 1 de enero de 2004 al 31 de diciembre del año base. Se entiende por autoconsumo a aquel consumo realizado por los clientes y para el que no ha utilizado energía del sistema de distribución, sino que de sus propios medios de generación, motivo por el cual no se encuentran contabilizados en la información de consumo entregada por la empresa en el numeral 2.1.

En forma complementaria, se solicita toda aquella información adicional que se tenga disponible, tal como estimaciones realizadas por la propia distribuidora y/o consideraciones realizadas por su área de ingeniería, entre otras que tuviese disponibles.

⁶ En caso de que la distribuidora identifique a los netbilling con un ID distinto al ID utilizado para el consumo de dichos clientes, ambos IDs deben ser entregados en la información proporcionada, de forma tal de poder identificar inequívocamente los consumos e inyecciones de energía al sistema de distribución realizados por un mismo cliente. Por otro lado, en el caso de que los netbilling sean de propiedad colectiva, tales como conjuntos habitacionales, se deberá identificar cada uno de los IDs de clientes respectivos que son parte de la propiedad del netbilling, y los cuales permitan identificarlos en la información georeferenciada anteriormente mencionada.

2.9 Información asociada a PMGD

- Información georreferenciada de cada PMGD, incluyendo ID único para cada uno de ellos. Si alguno de los PMGD se encuentra asociado a un cliente, indicar el ID del cliente respectivo, en concordancia con la información georreferenciada entregada en el numeral 1.
- Información de las condiciones de generación vigentes al 31 de diciembre del año base de cada uno de los PMGD conectados a la red de distribución:
 - Fecha de inicio de operación.
 - Costos de readecuaciones a la red de distribución cuando corresponda.
 - Coordenadas UTM del punto de conexión a la red de distribución.
 - Propiedad (cliente/distribuidora) y capacidad del empalme.
 - Tecnología de generación.
 - Nivel de tensión al que se conecta (kV).
 - ID del alimentador al que se conecta (en concordancia con los ID informados a la SEC en el proceso de “Infraestructura Dx” y a la información del numeral 2.5).
 - Capacidad instalada de generación.
 - Adjuntar en formato digital los archivos de Solicitud de Conexión a la Red (SCR), Respuesta a la SCR, Estudios Técnicos, Formulario de Envío de Informe de Costos de Conexión (ICC) y Formulario de Protocolo de Puesta en Servicio (PES), identificándolos con los ID definidos para cada PMGD.
- Base de datos con información de energía activa y reactiva inyectada al sistema de distribución para el periodo 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre del año base para cada PMGD identificado con su ID, según el formato “Iny_PMGD” adjunto a las presentes Bases. En caso que no se cuente con la desagregación solicitada, informar las energías y potencias activas y reactivas con la mayor desagregación disponible, indicando las fechas e intervalos de horas en que fueron obtenidas.

2.10 Autoconsumos de la empresa de referencia

Se debe indicar, para cada instalación inmueble descrita en el numeral 6 de la presente solicitud, la energía mensual consumida en kWh durante periodo 2018-2022, ambos inclusive.

2.11 Campañas de medición

Se deberá entregar toda la información de las campañas de medición requeridas en el Título 6-4 de la NTDx. Esta debe incluir todos los campos disponibles en cada medida, tales como:

- Fecha y el lugar en que han sido tomadas las medidas (periodos y localización en cada caso).
- Punto georreferenciado de la medición, consistente con la información georreferenciada de cada uno de los elementos de red solicitada en el numeral 1.1 y 1.2 de este documento.

Además, incluir todos los informes de gestión relacionados al cumplimiento de los estándares de calidad de producto establecidos en la NTDx.

2.12 Mediciones de calidad de producto

Mediciones realizadas por equipos de monitoreo y medida dispuestos en la red de distribución de la empresa de referencia, destinados a medir indicadores de calidad de producto, tales como tensión, desequilibrio de voltaje, armónicas de tensión y/o corriente, factor de potencia, flicker, entre otros, y su unidad de medición en cada caso.

2.13 Otras informaciones

Las empresas de referencia deberán proporcionar informes, estudios y mediciones que estas hayan desarrollado para efectos de sus labores de gestión, planificación y/o explotación de sus redes, independiente de su fecha. Entre dicha información se encuentra la siguiente:

- Informaciones relacionadas con la estimación de factores de carga, coincidencia o de diversidad, entre distintas etapas de la red de la empresa de referencia, como por ejemplo, entre clientes BT y transformadores de distribución, entre transformadores (de distribución y/o particulares) con alimentadores, entre alimentadores y subestaciones, entre otros.
- Información de mediciones horarias de demanda, tanto de energía activa como reactiva, medidas en distintos lugares de la red de distribución.
- Información de demandas de energía, potencia máxima, potencia coincidente con distribución y potencia coincidente con generación, medidas y/o estimadas en distintos lugares de la red de distribución.

En todos los casos anteriores, se deberá incluir toda la información disponible, considerando, entre otros, las medidas realizadas, la ubicación geográfica (con campo que permita identificar elemento en la red georreferenciada solicitada en el numeral 1.1 y 1.2), el elemento o cliente donde se haya tomado la medida (individualizar clientes con el ID del numeral 1.1), tamaño de las muestras y periodos en que fueron obtenidas las medidas. Además, se debe proporcionar información que permita caracterizar el consumo aguas abajo (cuando corresponda), tales como la cantidad de clientes desagregados por tipo de tarifa, la demanda de energía de dichos clientes durante el periodo de medición, e identificar otras mediciones realizadas en la red de forma simultánea (ya sea aguas arriba o aguas abajo), entre otra información que posea la empresa de referencia.

3. Características de las instalaciones de distribución

Toda la información solicitada en este numeral deberá se consistente con la presentada por la empresa de referencia a SEC en los procesos de información de Valor Nuevo de Reemplazo 2018 y de Adiciones y Retiros 2019, 2020 y 2021.

3.1 Información general de redes

Se deberá entregar la siguiente información de los últimos 5 años incluyendo el año base, en la tabla indicada en el archivo “Formato_Antecedentes_VAD.accdb”, entendiendo que lo solicitado se refiere a los stocks:

Información	Tabla
Kilómetros de red AT aérea o subterránea desagregadamente 3f, 2f, 1f, durante los últimos 5 años;	A1_4_0100_kM_Redes_AT
Kilómetros de red BT aérea o subterránea, desagregadamente 3f, 2f y 1f, durante los últimos 5 años;	A1_4_0200_kM_Redes_BT
Capacidad nominal (kVA) en T/D aérea, subterránea y a piso, desagregadamente 3f, 2f, 1f durante los últimos 5 años;	A1_4_0300_KVA_TD

En cuanto a las características de los transformadores particulares (T/P) asociados a los clientes que la empresa de referencia abastece, ésta deberá proporcionar la información al 31 de diciembre del año base indicada en la tabla "A1_4_0400_Datos_a_Nivel_TP".

A nivel de zonas, la empresa de referencia deberá proporcionar la información al 31 de diciembre del año base indicada en la tabla "A1_4_0500_Datos_a_Nivel_Zonas". Para ello, se entenderá por punto de compra al punto de inyección al sistema de distribución (cada comuna puede ser abastecida desde uno o más puntos de inyección y a su vez, cada punto de inyección puede abastecer a una o más comunas).

La columna "kVA clientes AT" deberá incluir sólo a clientes regulados, la columna "kVA retiro peajes" deberá incluir sólo los retiros de peaje, la columna "KVA T/P" deberá incluir sólo los T/P, la columna "kVA T/D propios" deberá incluir los T/D propios y, por último, la columna "kVA" corresponde a la suma de los kVA de los clientes regulados AT, más los T/P, más los peajes y más los T/D.

En cuanto a la energía y potencia ingresadas a los subsistemas de distribución, la empresa de referencia deberá proporcionar la información al 31 de diciembre del año base indicada en la tabla "A1_4_0600_Compras" donde el subsistema de distribución es aquel asociado a un punto de inyección, donde éstos incluyen adicionalmente las inyecciones efectivas provenientes de los generadores residenciales definidos en la Ley N°20.571.

La información antes detallada debe ser consistente con lo informado en el numeral 1.2 del presente anexo.

3.2 Fichas técnicas de elementos de red

Para todos los elementos de red informados en el numeral 1.2, enviar la ficha técnica completa y oficial del proveedor, la cual debe contener toda la información técnica de los mismos, en concordancia con lo informado en el VNR 2018, y los procesos AyR 2019, AyR 2020 y AyR 2021.

3.3 Información de transformadores de distribución y particulares

Se deberá entregar la información relacionada a medidas de consumos y/o pérdidas en vacío (pérdidas en el fierro) y en plena carga para los transformadores de distribución que utiliza la empresa.

Adicionalmente, se solicita toda la información técnica con que cuenten las empresas de referencia respecto a los transformadores particulares de sus respectivos clientes al 31 de diciembre del año base, indicando el ID informado en el numeral 1.1. Específicamente se requiere contar con la capacidad nominal, tensiones nominales (primario/secundario) y el detalle de los taps para cada salida.

Se deberá informar el par subestación y alimentador desde la cual son abastecidos cada uno de los transformadores que hacen uso de la red de la distribuidora, tanto propios (de distribución) como particulares. Cada uno de los transformadores, subestaciones y alimentadores debe ser identificado con el mismo ID de las informaciones solicitadas previamente en este documento, y en consistencia con la información entregada de los numerales 1 y 2.

3.4 Información de puntos de inyección

Se deberá entregar un listado de puntos de inyección de energía al sistema de distribución de la empresa de referencia al 31 de diciembre del año base, indicando el ID de cada uno de ellos (en caso que sea una subestación,

esta debe ser consistente con los IDs empleados en el numeral 2.6).

Para el caso de inyecciones desde subestaciones primarias, se deberán informar:

- Las barras MT de los que hace uso la empresa de referencia, junto con los correspondientes alimentadores allí conectados (en concordancia con el ID informado en 2.5).
- Los transformadores de poder de los que hace uso la empresa de referencia.
- La tensión nominal de cada barra MT y la capacidad nominal cada uno de los transformadores de poder de los que hace uso la empresa de referencia. Asimismo, para estos últimos se deberá señalar si hay alimentadores de otras empresas distribuidoras que hagan uso, en cuyo caso se deberá indicar la proporción empleada por la empresa de referencia y los criterios utilizados para dicha estimación.
- Para cada barra MT se deberá indicar el detalle de los taps existentes y si el cambiador de taps puede operar bajo carga o no.

Para el caso de puntos de retiro correspondientes a otras empresas distribuidoras, se deberá señalar:

- Nombre e ID del o los alimentadores de la empresa de referencia que hacen retiro desde otras empresas distribuidoras (en concordancia con lo informado en 2.5).
- Para cada uno de los alimentadores señalados, indicar la coordenada georreferenciada del punto de retiro, en concordancia con lo informado en el numeral 1 del presente documento.
- Para cada uno de los puntos de retiro, señalar la capacidad máxima y el nombre de la empresa propietaria de las redes de las cuales se retira.

3.5 Normas técnicas de construcción

Se deberán adjuntar todas las normas constructivas que la empresa utiliza en la instalación y construcción de todos los elementos de la red de distribución.

3.6 Generadores de respaldo o similares

En caso de que una empresa distribuidora posea generadores de respaldo instalados y conectados al sistema de distribución de energía, u otro elemento que permita operar ante fallas en la red de distribución, informar lo siguiente:

- Información georreferenciada de cada elemento, incluyendo las coordenadas geográficas UTM, la dirección, comuna y fecha de instalación de cada uno de ellos.
Para el caso de elementos móviles, es decir, equipos que pueden desplazarse a distintas ubicaciones de la red de distribución, como generadores dispuestos en vehículos especialmente acondicionados, se debe enviar un listado de dichos elementos, indicando la fecha desde la cual se encuentran disponibles para su uso por parte de la distribuidora.
Para todos los elementos anteriores debe incluir un ID único que permita identificarlos inequívocamente.
- Información técnica de todos los elementos anteriores (fijos y móviles). Se deberá indicar, entre otros: tipo de generador (diésel, sistema de almacenamiento, u otro, especificar), marca y modelo del equipo, tipo y consumo de combustible (cuando corresponda), capacidad instalada, tiempo de autonomía, y mecanismo de control y automatización (control a distancia, control manual en el lugar u otro, especificar).
- Para cada elemento de respaldo fijo, base de datos con información acerca de energía activa y reactiva inyectada al sistema de distribución para el periodo 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre del año base, según el formato "Iny_RespaldoFijo" adjunto a las presentes Bases.
- Para cada elemento de respaldo móvil, base de datos con información acerca de energía activa y reactiva

inyectada al sistema de distribución para el periodo 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre del año base, según el formato "Iny_RespaldoMóvil" adjunto a las presentes Bases.

4. Precios unitarios y montaje de instalaciones

4.1 Precios unitarios

Para cada elemento informado en el numeral 1.2, las empresas de referencia deberán entregar los precios unitarios correspondientes, utilizando para ello lo definido en el último proceso de VNR post panel y procesos AyR 2019, AyR2020 y AyR 2021 (informar precio y CUDN), y su cantidad (longitud en el caso de conductores y 1 para los elementos indivisibles). Para el caso de elementos utilizados tanto por las redes BT como MT, se deberá indicar la proporción del elemento que sea considerada para cada nivel de tensión y el criterio de asignación de dichas proporciones.

Adicionalmente, para cada elemento se deberá indicar:

- Si el elemento fue presentado por la empresa en el último proceso del VNR 2018, si fue considerado en el VNR Post Panel (indicar el motivo de rechazo y/o reducción) o si es un elemento nuevo informado en el proceso de AyR 2019, AyR 2020 o AyR 2021.
- Informar si el elemento se encuentra dentro o fuera de alguna de las zonas de concesión de la empresa.
- Indicar si el elemento forma parte de infraestructura dedicada a dar servicio exclusivamente a través de instalaciones "express".
- Indicar si el elemento forma parte de los planes de inversión asociados al cumplimiento de los índices de Calidad de Suministro establecidos en la NTDx.

La información proporcionada debe ser suficiente para reproducir el VNR fijado post panel, así como los AyR 2019, AyR 2020 y AyR 2021.

4.2 Contratos de provisión de insumos y obras de montaje

Se deben entregar los contratos entre los años 2018 y 2022 para i) provisión de insumos, equipos y elementos de red y ii) construcción de redes y obras.

Dichos documentos deberán ser acompañados de sus respectivos anexos, adendas, órdenes de compra y facturas según corresponda, indicando para cada uno de ellos, al menos:

- i) Descripción
- ii) Nombre del proveedor
- iii) Fecha de firma y plazo
- iv) Listado de los equipos suministrados u obras, indicando para cada uno el precio unitario, términos INCOTERMS
- v) Cantidad y costo de soporte del proveedor, según sea aplicable.

Además, se deberán informar las compras efectivas anuales realizadas por la empresa de referencia en el periodo 2018-2022, señalando los elementos, la cantidad y el precio, en términos INCOTERMS y según el formato "Form_Contrato_Inversiones" adjunto a las presentes Bases.

Además, deberán entregar un resumen de las obras contratadas a través de estos instrumentos, de acuerdo con el formato “Form_Contratos_Obras” adjunto a las presentes Bases.

Finalmente, y conforme a este último formato, se requieren los gastos asociados a rotura y reposición de pavimentos, y derechos municipales asociados a los contratos solicitados (aunque no formen parte de los pagos devengados por contrato). Para todos los contratos cuyo proveedor haya sido seleccionado mediante licitación, se deberá adjuntar las bases respectivas con todos sus anexos, así como las ofertas recibidas de todos los proponentes.

5. Operación, mantenimiento y administración

5.1 Información detallada de gastos

Se debe entregar una apertura de los costos de explotación de la empresa de referencia según formato “Form_Gastos” adjunto al presente documento, para los años 2018 a 2022. Dichos costos de explotación deben guardar coherencia con los totales correspondientes a los estados financieros individuales separados solicitados en el numeral 12 de la presente solicitud y con los costos de explotación informados a SEC para cada año.

Asimismo, se deberán adjuntar los archivos de respaldo que acrediten los costos incurridos por permisos municipales para la realización de actividades de operación y mantenimiento en bienes nacionales de uso público.

5.2 Procesos y costos de operación, mantenimiento y administración

La empresa de referencia deberá entregar un listado exhaustivo de los procesos y actividades realizadas por la organización de esta. Se deberá señalar para cada uno de ellos el área de la empresa que lo lleva a cabo, o en su defecto si corresponde a una actividad tercerizada. Dentro de estas actividades, deberán incluirse, entre otras, las siguientes:

- Actividades de operación y control de las instalaciones.
- Actividades de mantenimiento preventivo y predictivo, señalando para cada una el elemento o grupo de elementos intervenidos.
- Actividades de control de vegetación.
- Actividades de mantenimiento correctivo, señalando para cada una el elemento o grupo de elementos intervenidos
- Actividades relacionadas con atenciones de emergencia
- Actividades relacionadas con planes de contingencia
- Actividades relacionadas con el cumplimiento de la NTDx, en particular con el Sistema de Gestión e Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE) o similar, Sistema de Gestión y Calidad (SGC) presente en la empresa
- Actividades administrativas de la empresa (recursos humanos, contabilidad, finanzas, servicios internos, logística y adquisiciones, entre otros)
- Actividades de atención de clientes
- Actividades de ventas
- Actividades relacionadas al ciclo de facturación (lectura, facturación, reparto de boletas tanto electrónico como físico, recaudación, cobranza)
- Actividades relacionadas al control de hurto

- Actividades relacionadas con el cumplimiento regulatorio, incluida la norma técnica
- Actividades relacionadas con la compra de energía
- Otras actividades de la distribución (detallar cada una)

5.3 Información detallada de actividades de control de vegetación

Se requiere por parte de las empresas de referencia el envío de un detalle de las actividades anuales de control de vegetación y sus costos asociados exclusivamente al negocio de distribución, entre los años 2015 y 2022, indicando al menos lo siguiente:

- Cantidad de kilómetros de trazado de red de poda y roce por comuna, desglosando entre redes MT, BT, desnudas y protegidas.
- Cantidad de kilómetros de poda y roce efectivas realizada por comuna, desglosando entre redes MT, BT, desnudas y protegidas.
- Costo anual de las actividades de poda y roce por comuna en pesos al 31 de diciembre del año base, desglosados entre aquellas asociadas a redes MT, BT, desnudas y protegidas.
- Costo anual de las actividades de tala por comuna en pesos al 31 de diciembre del año base.

La información solicitada en este numeral deberá ser entregada en el formato “Form_Poda” anexo a la presente solicitud, y debe ser consistente con aquello informado a la SEC en los respectivos procesos de Costos de Explotación. Adicionalmente se deberá indicar, en los contratos solicitados en el numeral 5.5, cuáles corresponden a aquellos asociados a los costos de control de vegetación informados en el presente numeral.

5.4 Información sobre canales de pago

Se debe informar la distribución de canales de pago de cuentas de consumo eléctrico, separando entre boletas y facturas, indicando:

- Cantidad de cuentas pagadas por cada canal.
- Costo unitario para cada uno de los canales utilizados entre los años 2018 y 2022, ambos inclusive, según disponibilidad.

Entre otros, considerar: sucursales propias, supermercados, bancos, pago electrónico, Servipag, Sencillito, PAC, PAT. Para cada canal de pago indicado, adjuntar los contratos respectivos, así como de todas sus adendas y sus anexos.

5.5 Contratos de operación y mantenimiento

Se debe informar el detalle de todos los contratos de operación y mantenimiento de elementos de red, sistemas de telecomunicaciones e informática de la empresa, según formato “Form_Contratos_OyM” adjunto como anexo a la presente solicitud.

Se debe indicar, para cada uno de ellos, la descripción de funciones, actividades contratadas y su cantidad, precios unitarios y montos facturados respectivos, vigentes para los años 2018 al 2022 ambos inclusive. Adjuntar textos de los contratos respectivos, así como de todas sus adendas y sus anexos. Adicionalmente, se debe Indicar para cada

uno de ellos si el prestador de los servicios corresponde a una entidad relacionada, según los términos señalados en la Ley N°18.045, de Mercados de Valores.

5.6 Contratos de servicios de atención de clientes

Se debe entregar el detalle de todos los contratos relacionados a servicios externalizados de atención de clientes, según formato “Form_Contratos_ATCL” adjunto al presente documento.

Se debe indicar, para cada uno de ellos, la descripción de funciones, actividades contratadas y cantidad, precios unitarios y montos facturados respectivos, vigentes para los años 2018 al 2022 ambos inclusive. Adjuntar textos de los contratos respectivos, así como de todas sus adendas y sus anexos. Se deben incluir los siguientes servicios (entre otros):

- Centro de llamados o Call Center e IVR,
- Personal externo de atención a clientes,
- Personal externo de recaudación,
- Tótems de auto atención: provisión, soporte y mantenimiento.

5.7 Contratos de actividades del ciclo comercial

Se debe entregar el detalle de todos los contratos de servicios de lectura de medidores y de reparto de boletas y facturas según formato “Form_Contratos_OC” adjunto como anexo al presente documento. Se debe indicar, para cada uno de ellos, la descripción de funciones, actividades contratadas y su cantidad, precios unitarios y montos facturados respectivos, para los años 2018 al 2022 ambos inclusive. Adjuntar textos de los contratos respectivos, así como de todas sus adendas y sus anexos

5.8 Contratos correspondientes a otros servicios

Se debe entregar el detalle de todos los contratos relacionados a otros servicios externalizados, según formato “Form_Contrato_Otros” adjunto al presente documento. Entre otros, se encuentran los siguientes servicios (lista no exhaustiva):

- Aseo
- Seguridad y vigilancia
- Mantenimiento de inmuebles
- Provisión de insumos de aseo y oficina
- Provisión y/o instalación de mobiliario;
- Habilitación de oficinas;
- Instalación de sistemas contra incendio;
- Provisión y mantenimiento de sistemas de climatización;
- Correspondencia;
- Dispensadores de agua;
- Telecomunicaciones para el personal;
- Telecomunicaciones asociadas a la red;
- Transporte de personal (radio taxis, mini van, buses);
- Asesorías legales;
- Asesorías regulatorias;

- Otras asesorías;
- Auditorías financieras;
- Relaciones públicas, publicidad, marketing y campañas educativas;
- Transporte de valores.

5.9 Información de registro de recorridos asociados a operación y mantenimiento de la red

Se deberá proporcionar una base de datos completa, para al menos el periodo 2018-2022, de los registros de tiempos de viaje y de ejecución por cuadrilla obtenidos mediante rastreo GPS u otro medio que emplee cada empresa. Identificar para cada recorrido registrado:

- Identificación del vehículo (patente, marca, modelo).
- Hora y fecha de inicio y fin.
- Identificación y descripción breve de la actividad a realizar.
- Origen del recorrido, adjuntando coordenadas geográficas.
- Especificar sistema de coordenadas y unidades.
- Destino del recorrido (punto de intervención), adjuntando coordenadas geográficas.
- Distancia recorrida en km.
- Presencia de nieve u otra inclemencia meteorológica.
- Relieve (llano, colinas o cordillera entre otros).

5.10 Dotación y compensaciones del personal

Se debe proporcionar la descripción y cuantificación de recursos humanos de la empresa. En particular, se deberán informar antecedentes respecto de las dotaciones de personal y sus compensaciones, así como los edificios y dependencias empleados; los cuales deberán ser detallados de acuerdo con los formatos "Form_Organización", "Form_Remuneraciones" y "Form_Perfiles" adjuntos al presente documento.

En dichos antecedentes se deberá incluir todo personal de empresas externas, de la empresa y de entidades y personas jurídicas relacionadas en los términos señalados en la Ley N° 18.045 o no, que preste servicios habituales en la empresa de referencia.

Adicionalmente se deberán entregar los organigramas detallados al 31 de diciembre del año base.

6. Bienes muebles e inmuebles

6.1 Bienes inmuebles

Se debe entregar una base de datos de inmuebles propios y arrendados, señalando función, número de plantas, superficie de éstas y dirección postal. La información debe encontrarse vigente al 31 de diciembre del año base. Se deben incluir los siguientes campos:

- Identificador interno;
- ROL;
- Región;
- Comuna;

- Dirección;
- Canon de arriendo (0 en caso de ser propio);
- Unidad de canon de arriendo (0 en caso de ser propio);
- Valor comercial (0 en caso de ser arrendado);
- Unidad valor comercial (0 en caso de ser arrendado);
- Tipo (bodega, oficina administrativa, oficina comercial, taller, laboratorio, centro de despacho de cuadrillas, call center, terreno, entre otros);
- Superficie útil (m2);
- Superficie de terreno (m2);
- Superficie de estacionamientos (m2);
- Número de plantas;
- Identificador documento de sustento;

Cada valor deberá ser sustentado mediante contratos, facturas u órdenes de compra. Dichos documentos deberán adjuntarse con todas sus adendas y sus anexos.

Se solicita utilizar el formulario "Form_Oficinas" adjunto al presente documento.

6.2 Vehículos

Se deberá entregar una base de datos para identificar los vehículos de la empresa. La información debe encontrarse vigente al 31 de diciembre del año base. Se deben incluir los siguientes campos:

- Placa patente;
- Marca;
- Modelo;
- Año;
- Descripción;
- Inmueble donde se encuentra ubicado;
- Valor arriendo o compra;
- Identificación de documento de sustento;

Se solicita utilizar el formulario "Form_Vehículos" adjunto a la presente solicitud.

6.3 SCADA

Se requiere el envío de la valorización de bienes clasificados como hardware y software, asociados a los costos de inversión, operación y control de los sistemas de telecontrol y/o telemedida (SCADA), presentados por la empresa concesionaria de distribución y fijados por la SEC en el proceso de determinación Valor Nuevo de Reemplazo 2018 post dictamen del Panel de Expertos, AyR 2019, AyR 2020 y AyR 2021 expresados en moneda del 31 de diciembre del año base.

La información solicitada en este numeral deberá ser entregada en el formato de la hoja "Form_SCADA" adjunta a la presente solicitud.

6.4 Tecnologías de información

Se debe entregar una base de datos de las soluciones de tecnologías de información utilizadas por la empresa. Incluir en el listado aquellos sistemas asociados a sistemas de telecontrol y/o teledistancia (SCADA) y a Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC), según corresponda. La información debe encontrarse vigente al 31 de diciembre del año base. Se deben incluir los siguientes campos:

- Identificador interno;
- Nombre proveedor;
- Descripción funciones;
- Cantidad de licencias;
- Costo;
- Unidad costo (moneda, en caso de corresponder a un servicio externo de suscripción, señalar moneda por unidad de tiempo, por ejemplo: UF/año);
- Identificador documento de sustento;

Cada valor deberá ser sustentado mediante contratos, facturas u órdenes de compra. Dichos documentos deberán adjuntarse con todas sus adendas y sus anexos.

Se solicita utilizar el formulario "Form_TI" adjunto al presente documento.

7. Sistemas de Gestión de Calidad y SMMC

Las empresas de referencia deberán enviar la información detallada a continuación, asociada a los Sistemas de Gestión de Calidad y los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control a los que hace referencia la NTDx, que se encuentren en fase de implementación o de preparación de la homologación inicial a la que se refiere el Artículo 8-4 del AT SMMC.

- i) Para el Sistema de Gestión y Calidad (en adelante, "SGC"):
 - a) Costos de inversión por componentes mínimos, según lo define el artículo 3-2 del AT SMMC, desglosados por equipos y elementos, incluyendo su respectivo costo de montaje.
 - b) Costos de operación por componentes mínimos, según lo define el artículo 3-2 del AT SMMC, desglosados por equipos y elementos.
 - c) Plan de implementación y tiempos promedio de instalación de equipos y elementos, basado en el proceso de elaboración del plan de implementación del SGC a que hace referencia el artículo 7-7 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (en adelante, "NTD").
 - d) Otros costos de implementación que considere pertinentes, con el respectivo detalle y antecedentes de respaldo.
 - e) Descripción breve de los principales componentes del SGC, señalando modelos y características principales.
- ii) Para la Unidad de Medida para el monitoreo del Sistema de Distribución que forma parte del SGC:
 - a) Costos de inversión detallados por componente, incluyendo valor del montaje.
 - b) Costos de operación, con su respectivo detalle.
 - c) Plan de implementación y tiempos promedio de instalación de equipos y elementos, basado en el proceso de elaboración del plan de implementación del SGC a que hace referencia el artículo 7-7 de la NTD.
 - d) Otros costos de implementación que considere pertinentes, con el respectivo detalle y antecedentes de respaldo.

- e) Descripción breve de las unidades consideradas, señalando modelos y características principales

8. Sistemas de Monitoreo

Las empresas de referencia deberán enviar información de ingeniería de detalle de los equipos de medida en la cabecera de los alimentadores de distribución, indicando las características de los equipos y la disposición de estos en la subestación o donde se emplacen.

Adicionalmente, para cada subestación primaria de distribución en que la empresa de referencia disponga de alimentadores, deberá entregar la cubicación y valorización de los medidores, equipos e infraestructura necesaria para la medición en la cabecera de los alimentadores, conforme al formato “Form_MedidoresCabecera”.

9. Sistemas de transferencias económicas (STE)

Informe los puntos de medición para transferencias económicas en su zona, según tipo de punto para los años 2020, 2021 y 2022 en el formato “Form_STE” adjunto a las presentes Bases.

Adicionalmente, para los equipos de medición determinados por el Coordinador conforme lo señalado en el artículo 6-6 de la NTDx, se deberán indicar los antecedentes conforme al formato “Form_STE Art6-6” de las presentes bases, adjuntando adicionalmente la comunicación a través de la cual el Coordinador determinó los puntos referidos.

10. Antecedentes de hurto e incobrables

10.1 Información relativa a gestiones de control de hurto

Se deberá entregar la información de:

- Todas las gestiones de control de hurto, y sus costos de inversión, mantenimiento y administración asociados, para los años 2014 al 2022, ambos inclusive, y diferenciados por las categorías mencionadas conforme al formato “Form_Hurto”.
- Estimaciones de hurto de energía en la empresa de referencia para los años 2014 al 2022, ambos inclusive, en GWh y en términos porcentuales respecto del total de la compra regulada de la empresa de referencia.
- Estimaciones de pérdidas comerciales (pérdida por falta de mantenimiento de medidores) en la empresa de referencia para los años 2014 al 2022, ambos inclusive, en GWh y en términos porcentuales respecto del total de la compra regulada de la empresa de referencia.

La información solicitada deberá ser entregada en el formato de la hoja “Form_Hurto” adjunta a la presente solicitud.

10.2 Información relativa a gestiones de control de incobrables y cartera vencida y/o deteriorada

Se deberá entregar la información de:

- Todas las gestiones de reducción de incobrables y sus costos asociados para los años 2018 al 2022, ambos inclusive, separando aquellos gastos asociados a personal interno de lo correspondiente a servicios tercerizados.
- Nivel de incobrables para los años 2018 al 2022, ambos inclusive.
- Todas las gestiones de recuperación de cartera vencida o deteriorada, realizadas por la empresa de referencia para los años 2018 al 2022, ambos inclusive, y sus costos asociados. Lo anterior separando aquellos gastos asociados a personal interno de lo correspondiente a servicios tercerizados.

En relación con lo anterior, además cada empresa deberá entregar un informe acerca de:

- La metodología utilizada para el cálculo de las provisiones por deudores incobrables durante los años 2018 al 2022, ambos inclusive.
- Los montos resultantes de provisiones de deudores incobrables (deterioro) para los años 2018 al 2022, ambos inclusive. Si esta información se encuentra disponible públicamente, señalar su ubicación (páginas, tablas y documento)

11. Derechos y traslados

11.1 Derechos de uso de suelo y servidumbres

La empresa deberá entregar todos los antecedentes que rigen el pago de derechos de uso de suelo y servidumbres, derechos municipales, derechos de vialidad y reposición de pavimentos vigentes a diciembre del año base, junto a los antecedentes y documentos que demuestren que la empresa efectivamente ha pagado por dichos derechos desde el 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre del año base.

Adicionalmente, en el caso de las servidumbres se deberá entregar información de los kilómetros de longitud, ancho promedio para cada una de estas.

Asimismo, la empresa deberá entregar separadamente y en el mismo formato los antecedentes de aquellos derechos que hayan concedido por el Estado a título gratuito y los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación.

11.2 Traslados

Se deberá proporcionar el detalle de los traslados de redes realizados durante el periodo 2018 al 2022 ambos inclusive. Identificar para cada uno de ellos:

- Entidad que solicitó el traslado
- Comuna
- Motivo del traslado
- Identificación del o los elementos de red trasladados (ID coincidente con ID identificado en el punto a. anterior referente a infraestructura georreferenciada)
- CUDN de cada elemento y sus cantidades antes del traslado
- CUDN de cada elemento y sus cantidades después del traslado
- Identificar aquellos CUDN o elementos con sus cantidades respectivas que fueron reutilizadas ya sea para el traslado o bien en otras partes de la red de la empresa o almacenados para su futuro uso

- Identificar aquellos CUDN o elementos que quedaron en desuso
- Entregar documentos de respaldo (facturas, escrituras, entre otros) que acrediten los costos incurridos efectivamente en el traslado, en el que, al menos, se detalle por separado los siguientes conceptos:
 - Costo por concepto de elementos nuevos detallando su CUDN
 - Costo por concepto de servicio de desmontaje
 - Costo por concepto de servicio de montaje
 - Ingresos por reventa de elementos en desuso o chatarra
- Ingreso por pagos de entidad pública o privada destinado a cubrir la totalidad o parte de los costos de traslado

12. Estadísticas de interrupciones

Las empresas de referencia deberán proporcionar toda la información de interrupciones producidas en sus redes de distribución, para el periodo 2016-2022, indicando:

- Número de transformadores de distribución afectados.
- La causa, subcausa y/o motivo de la interrupción.
- Duración de la interrupción en cada bloque de reposición.
- Nivel de tensión que se ha producido la falla (red MT o BT).
- Información georreferenciada de la ubicación de la falla y sector.
Cantidad de clientes afectados.

Lo anterior debe mantener consistencia con aquello informado por la empresa de referencia a SEC.

Además del detalle anterior, se solicita lo siguiente:

- Tasas de falla promedio anuales experimentadas, para el periodo 2016-2022.
- Tiempos de falla promedio anuales experimentados, para el periodo 2016-2022.
- Informe de cantidad de fallas por causal y por motivos o subcausa.
- Otros informes disponibles relacionados a la gestión de fallas y al cumplimiento de los estándares establecidos en la NTDx.

13. Estadísticas de consumo de servicios asociados considerados íntegramente dentro del valor agregado de distribución

La empresa de referencia deberá entregar todos los antecedentes de las prestaciones de los servicios señalados en el numeral 1.3 del documento técnico "Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución".

Adicionalmente, para el SSAA de corte y reposición, se deberán entregar los siguientes antecedentes para los años 2014 a 2021:

- Número de visitas fallidas o viajes frustrados por: "Cliente no da acceso", "Cliente no ubicado", "Caso sensible" o "Zona peligrosa".
- Número de desconexiones por clientes autorrepuestos.

Todo lo anterior deberá ser informado conforme al formato señalado en la hoja "Formato Demanda SSAA a VAD.xlsx" de la planilla "02 Anexo solicitud de información VAD", adjunta a las presentes Bases.

14. Obras no construidas por la empresa de referencia

La empresa deberá entregar todos los antecedentes que permitan identificar y valorizar 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, a que se hace referencia el Capítulo 8 del documento técnico "Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución".

Complementario a lo anterior, se deberá proporcionar información detallada de cada uno de los proyectos desarrollados por la empresa a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), conforme al siguiente listado:

- Fecha de contrato
- Código BIP (Banco Integrado Proyecto) del proyecto
- Nombre del proyecto
- Comuna donde se ejecutó el proyecto
- Fecha de entrada de operación del proyecto
- Costo total de inversión del proyecto
- Monto del subsidio recibido para el proyecto
- Monto de la inversión o aporte adicional de la empresa al proyecto
- Monto del VNR adjudicado a la obra en la contabilidad regulatoria, indicando los CUDN específicos de cantidades de obra
- Copia digital del contrato respectivo con sus anexos correspondientes
- Costos operacionales directos asociados a cada obra a partir de la fecha del respectivo contrato hasta el 31 de diciembre del año base, justificando detalladamente cada una de las imputaciones consideradas, en forma consistente con los antecedentes informados en los Costos de Explotación del año respectivo, indicando para ello la partida y criterio de prorrateo utilizado.

15. Información financiero-contable individual

Las empresas de referencia deberán proporcionar estados financieros individuales (separados para la empresa de distribución), para los años 2018 al 2022 ambos inclusive. La información deberá reflejar exclusivamente la gestión del servicio de distribución. Si la información se encuentra disponible públicamente, referenciar su ubicación.

16. Electrodependientes y bomberos

Se requiere el envío de antecedentes de electrodependientes para efectos de la implementación del Decreto Supremo N° 65 de 2021, que aprueba reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, de conformidad a lo señalado en los artículos 207°-1 y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, en particular:

- 1) Registro de personas electrodependientes (artículo 6°) y su periodo de vigencia (artículo 11°).
- 2) Equipamiento entregado temporal o permanentemente, en comodato, que permite abastecer de energía al dispositivo de uso médico respectivo en la residencia de la persona electrodependiente (artículo 15°).

- 3) Descuento de consumo de energía [kWh] y su valorización [\$/sin IVA], desde enero de 2019 a la fecha, asociado al funcionamiento de los dispositivos de uso médico que requiera una persona electrodependiente (artículo 18°), indicando si la medición correspondió a:
- a) Mecanismo de medición de consumo entre el sistema de conexión central del domicilio y los dispositivos de uso médico (mecanismo de medición). En este caso también se deberá indicar el tipo y valor del equipo de medición.
 - b) Estimación del consumo mensual de energía asociado a los dispositivos de uso médico, pudiendo emplear los antecedentes nominales de cada uno de los equipos (estimación consumo).
 - c) Consumo fijo estimado de 50 kilowatt hora (consumo fijo 50 kWh).

La información solicitada deberá ser entregada en el formato de la hoja "Form_Electrodependientes" adjunta a la presente solicitud.

Adicionalmente se deberá enviar una lista de ID únicos de clientes, en consistencia con la información entregada en el numeral 1 de la presente solicitud, con aquellos consumos que correspondan a demandas asociadas a cuerpos de bomberos eximidos del pago de energía eléctrica conforme a lo establecido en la Ley N° 17.328.

La información solicitada en este numeral deberá ser entregada en el formato de la hoja "Form_Bomberos" adjunta a la presente solicitud.

ANEXO N° 2

ENTREGA DE RESULTADOS

1 GENERALIDADES

Todos los precios y valores utilizados en el estudio deberán estar expresados en pesos chilenos del 31 de diciembre del año base.

En términos generales, los resultados del estudio, en lo que se refiere a instalaciones, infraestructura y costos, deberán ser entregados, según corresponda, considerando las codificaciones, definiciones, formatos y criterios establecidos en el presente documento, los cuales se basan en los sistemas de cuentas vigentes definidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), tanto para el proceso de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y Adiciones y Retiros de instalaciones (AyR), así como para los Costos e Ingresos de Explotación (CelExp) asociados al desarrollo de la actividad de distribución de electricidad que efectúan las empresas concesionarias de servicio público.

Consecuente con lo anterior, y para efectos de la entrega de los resultados del estudio, el Consultor deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Para la valorización de instalaciones, de infraestructura y de costos asociados a la empresa modelo, sólo se deberán considerar aquellas instalaciones que se determinen como necesarias y eficientes para el desarrollo de la actividad de distribución. Por lo tanto, no deberán incluirse instalaciones de generación¹; de subestaciones de tensión primaria mayor o igual al voltaje de alta tensión de distribución; ni aquellas asociadas a empalmes y medidores, salvo aquellas a las que hace referencia el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley N° 21.076, ni las correspondientes a actividades distintas a la actividad de distribución eléctrica que pudiera tener la empresa de referencia. Sin perjuicio de lo anterior, se deberá considerar dentro de la infraestructura el equipamiento de medida en la cabecera de los alimentadores, conforme lo señalado en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente al momento de inicio del estudio del Consultor.
- Lo dispuesto en los pronunciamientos emitidos por la Contraloría General de la República, a través de sus dictámenes N°s 30.818 y 40.458, ambos del año 1980, que establecen que no procede el pago de Derechos Municipales permanentes para las empresas que sean titulares de una concesión de servicio público de distribución.
- En el caso de los terrenos y edificios se deberá indicar la ubicación, superficie (m²), descripción, valor unitario del m² y valor total del bien. Por su parte, para los vehículos y equipos de transporte y carga, se deberá indicar su descripción, uso y respectivo valor.

¹ Sin perjuicio de lo señalado en los numerales 1.1 y 5.1 de las Bases Técnicas.

2 ACTIVIDADES A CONSIDERAR

De acuerdo con las restricciones previamente mencionadas, para efectos de este estudio, el Consultor sólo deberá considerar las instalaciones, infraestructura e ítems de costos asociados a las siguientes actividades de distribución²:

ACTIVIDAD ID	NOMBRE ACTIVIDAD
1	Operación remota de despacho distribución (equipos o TD)
2	Operación en terreno de (equipos o TD)
3	Retiro de ramas o elementos extraños de la red
4	Atención de llamados de emergencia
5	Otras Actividades de Operación
6	Poda de árboles
7	Lavado de aisladores
8	Revisión o Inspección de componentes, equipos o TD
9	Reemplazo o cambio de componentes, equipos o TD
10	Mantenimiento preventivo de Equipos o TD
11	Reparación de componentes (cámaras, bóvedas, acometidas, otros)
12	Otras Actividades de Mantenición
13	Medición y gestión de la calidad del suministro eléctrico
14	Conexión física de usuarios a la red
15	Producción de Electricidad para respaldo del servicio de distribución
16	Gestión de la medida de las inyecciones al sistema de distribución
17	Atención de clientes (servicios regulados y no regulados)
18	Lectura de medidores
19	Determinación y publicación de tarifas
20	Elaboración de boletas y facturas
21	Reparto de boletas y facturas
22	Recaudación
23	Gestión de compra de Energía y Potencia
24	Prestación de Servicios
25	Dirección Ejecutiva, Planificación y Control de Gestión
26	Administración Recursos Humanos
27	Administración Financiera contable
28	Funcionamiento Marco Regulatorio Distribución

Para efectos de la entrega de información a que se refiere el punto 3.5.2 (Formatos de entrega de resultados globales), los estudios sólo podrán considerar para la actividad 23 la proporción de los costos eficientes de gestión de las compras destinadas a las ventas para clientes sometidos a regulación de precios conectados al sistema de distribución y que hacen uso de dicho sistema, obtenida en base a una prorrata proporcional a la energía total vendida.

² Actividades de distribución determinadas a partir de las establecidas por SEC en el sistema de cuentas para informar los Costos de Explotación mediante Resolución Exenta SEC N°34.975 de fecha 28 de octubre de 2021 y sus modificaciones.

3 RESULTADOS

Consecuente con lo anterior, la información que el Consultor deberá entregar como resultado del estudio realizado respecto al Valor Agregado de Distribución (VAD), es la que se solicita a través de las tablas que a continuación se mencionan.

La información deberá ser proporcionada en medios digitales mediante planillas de cálculo, las cuales deberán ser reproducibles con la información de sustento presentada, y los criterios utilizados para su desarrollo deberán ser debidamente justificados.

3.1 Proyección de demanda

Los resultados obtenidos por el Consultor deberán ser presentados según el formato “Proyección demanda” de la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

En dichos formatos se deberán incluir los resultados del cálculo de pérdidas de energía y potencia de los empalmes y medidores de asociados a los clientes que suministra la empresa modelo. Conforme a lo anterior, se deberán indicar, en distintas columnas según corresponda, todos los parámetros necesarios para la reproducción del cálculo de las pérdidas de energía y las pérdidas de potencia en la hora de coincidencia con la máxima del sistema de distribución y para la hora de coincidencia con la máxima del sistema de generación, tales como parámetros eléctricos, factores de coincidencia/diversidad, factores de carga, corriente por el tramo, tensión en nodos, etc.

Las pérdidas de empalmes se deberán informar en columnas separadas de las pérdidas en medidores.

3.2 Módulos estándares de diseño de instalaciones

Respecto de la valorización de los módulos resultantes del diseño de la empresa modelo, estos se deberán presentar según el formato “3.2_Valorización elementos mód” de la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

Además, por cada uno de los módulos resultantes se deberán detallar las actividades de operación y mantenimiento consideradas en cada uno de ellos conforme al formato “3.2_Valorización COyM módulos” de la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

Adicionalmente, la información con el universo de módulos mencionada en la letra f) del punto 4.2 de las Bases Técnicas, que se empleará en el dimensionamiento de la empresa modelo, deberá ser presentada según los formatos “3.2D_Detalle módulos”, “3.2R_Resumen módulos red”, “3.2T_Resumen módulos trafos” y “3.2O_Resumen módulos otros” de la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

3.3 Valorización de las instalaciones de la empresa modelo (VNR)

El formato de las tablas que se individualizan en cada caso, son aquellos que SEC definió en los Sistemas de Cuentas para informar VNR – Versión octubre 2020 o el que se encuentre vigente para del último proceso de AyR (año 2022), sin perjuicio de que la información contenida en dichas tablas deberá corresponder a la de instalaciones eficientes de la empresa modelo, expresadas en moneda nacional al 31 de diciembre del año base, calculada según la metodología establecida en las Bases Técnicas para estos efectos.

3.3.1 Resultados generales de la empresa modelo

Se requiere la presentación de las siguientes tablas para la empresa modelo, incorporando en cada una de ellas, en lo que corresponda, los antecedentes, cantidades y montos asociados a los SGC:

N° Tabla	Descripción	Fuente
SEC-6.3.1	Resumen Total de VNR.	SC SEC
SEC-6.3.2	Resumen de Instalaciones.	SC SEC
SEC-6.3.3	Resumen de VNR de Bienes Muebles e Inmuebles.	SC SEC
SEC-6.3.4	Resumen de Cantidades Informadas.	SC SEC
SEC-6.3.5	Resumen de Valores de Bienes Muebles e Inmuebles.	SC SEC
SEC-6.3.6	Resumen de Asignación de Bienes Muebles e Inmuebles.	SC SEC

SC SEC: Sistema de Cuentas SEC para informar VNR – Versión octubre 2020.

Cabe señalar que los elementos a considerar en las tablas anteriores corresponden a las definidas para estos efectos en los sistemas de cuentas utilizados por la SEC en el último proceso de Aumentos y Retiros (AyR).

3.3.2 Resultados al nivel de detalle de la empresa modelo

Se requiere la presentación de las siguientes tablas para la empresa modelo, incorporando en cada una de ellas, en lo que corresponda, los antecedentes, cantidades y montos asociados a los SGC:

N° Tabla	Descripción	Fuente
SEC-2.3.1	Instalaciones de VNR.	SC SEC
SEC-3.3.1	Terrenos.	SC SEC
SEC-3.3.2	Asignación de Terrenos a las Áreas de trabajo.	SC SEC
SEC-3.4.1	Edificios.	SC SEC
SEC-3.5.1	Vehículos.	SC SEC
SEC-3.6.1	Equipos.	SC SEC
SEC-3.7.1	Bienes de Oficina.	SC SEC
SEC-3.8.1	Hardware.	SC SEC
SEC-3.9.1	Software.	SC SEC
SEC-3.10.1	Otros Bienes.	SC SEC
SEC-3.12.1	Áreas de trabajo.	SC SEC
SEC-3.14.1	Asignación Áreas de trabajo a Actividades.	SC SEC

SC SEC: Sistema de Cuentas SEC para informar VNR – Versión Octubre 2020.

Cabe señalar que los elementos a considerar en las tablas anteriores corresponden a los definidas para estos efectos en los sistemas de cuentas utilizados por la SEC en el último proceso de Aumentos y Retiros (AyR).

En particular, para la tabla SEC-2.3.1, se deberá considerar en el campo cantidad, para el caso de los tramos y canalizaciones, el valor de su longitud expresada en metros. Para el resto de los elementos, el campo cantidad se deberá informar como valor 1.

3.3.3 Resultados desagregados por precio unitario y recargos

Se requiere la presentación de las siguientes tablas, cuyos formatos se encuentran en la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta.

- a) Instalaciones eléctricas (hoja “3.3.3_VNR Inst. Eléctricas”)
- b) Bienes Muebles e Inmuebles (BMI)
 - i. Terrenos y Edificios (hoja “3.3.3_VNR BMI_i”).

- ii. Equipos y vehículos de transporte y carga, equipos de bodega y maestranza, equipos de laboratorio, equipos de comunicación, bienes de oficina, equipos de computación, licencias y software, y otros equipos (hoja “3.3.3_VNR_BMI_ii”).

3.4 Georreferenciación de elementos de red y pérdidas

Los resultados del dimensionamiento realizado por el Consultor, en cuanto a elementos tales como tramos de baja tensión, transformadores de distribución, tramos de media tensión, puntos de inyección al sistema de distribución, equipos de protección y maniobra, grupos electrógenos, interconexiones telecomandadas, reguladores de tensión y bancos de condensadores se deberán informar conforme a los formatos establecidos en las hojas “Tramos BT”, “Transformadores”, “Tramos MT”, “Puntos inyección”, “Equipos de operación”, “Grupos electrógenos”, “ITX”, “Reguladores” y “BC” respectivamente, de la planilla “03 Formato entrega resultados.xlsx” adjunta a las presentes Bases.

En dichos formatos se deberán incluir además los resultados del cálculo de pérdidas de los elementos de la red de la empresa modelo. Conforme a lo anterior, se deberán indicar, en distintas columnas según corresponda, todos los parámetros necesarios para la reproducción del cálculo de las pérdidas de energía y las pérdidas de potencia en la hora de coincidencia con la máxima del sistema de distribución y para la hora de coincidencia con la máxima del sistema de generación, tales como factores de coincidencia/diversidad, factores de carga, corriente por el tramo, tensión en nodos, etc.

Asimismo, en caso que el módulo constructivo asociado a un tramo contenga más de un tipo de elemento que produzca pérdidas técnicas (por ejemplo, conductores, fusibles, aisladores u otros), estas se deberán expresar en columnas separadas para cada uno.

Si producto de la verificación del cumplimiento de los requerimientos de calidad de suministro existe reemplazo de tramos, estos se deberán especificar en una nueva hoja, utilizando el formato que corresponda.

3.5 Costos de explotación de la empresa modelo

3.5.1 Actividades a considerar

Sólo se contemplarán los costos asociados a las actividades indicadas en el punto 2 del presente documento.

3.5.2 Formatos de entrega de resultados globales

Los resultados a nivel global, de resumen y de detalle, para efecto de este Estudio, deberán ser entregados en pesos, de acuerdo al desglose de actividades señalado en el numeral 2.

3.5.3 Resumen de la asignación de las distintas partidas de Costos de Explotación (COyM y Clientes) a las actividades de distribución

Actividad	COyM (M\$)				Clientes (M\$)			
	R.P.P	C.P.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM	R.P.P	C.P.T.	Materiales y Equipos	Otros C. Asoc. a Clientes
1								
...								
...								
TOTAL								

Donde:

Actividad	:	Actividad señalada en el numeral 2 precedente.
-----------	---	--

R.P.P.	:	Remuneraciones personal propio.
C.P.T.	:	Costos por servicios contratados con terceros.
COyM (M\$)	:	Costos anuales asociados a Operación y Mantenimiento de instalaciones, expresados en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.
Clientes (M\$)	:	Costos anuales asociados a Clientes, expresados en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.

3.5.4 Detalle de las tareas asociadas a Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) y Costos de Clientes por actividad de distribución

a) Relacionadas con el COyM

[illegible]

Donde:

Tarea desarrollada	:	Corresponde a la tarea desarrollada; ej. Lavado de aisladores SS/DD.
C.T.T. (M\$)	:	Costo total tarea, expresada en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.
Totales	:	Los valores totales de cada uno de los ítems de costo, deberán ser asignados a cada una de las actividades indicadas en el punto 2, según los criterios de asignación determinados por el Consultor y que se indican en cada una de las líneas de la columna denominada "Tarea asignada a Actividad de Distribución N°".

b) Relacionadas con Clientes

[illegible]

Donde:

Tarea desarrollada	:	Corresponde a la tarea desarrollada; ej. Lectura de medidores
C.T.T. (M\$)	:	Costo total tarea, expresada en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.

Totales	:	Los valores totales de cada uno de los ítems de costo, deberán ser asignados a cada una de las actividades indicadas en el punto 2, según los criterios de asignación determinados por el Consultor y que se indican en cada una de las líneas de la columna denominada "Tarea asignada a Actividad de Distribución N°".
---------	---	--

3.5.5 Detalle de la asignación de remuneraciones de personal propio o externo por actividad o destino

a) Remuneración personal propio

Actividad	REMUNERACIÓN ANUAL PERSONAL PROPIO POR ESTAMENTO												TOTAL (M\$)
	Directivos		Ejecutivos		Profesionales		Técnicos		Administrativos		No calificados		
	Cant.	R.M.M. (M\$)	Cant.	R.M.M. (M\$)	Cant.	R.M.M. (M\$)	Cant.	R.M.M. (M\$)	Cant.	R.M.M. (M\$)	Cant.	R.M.M.(M\$)	
1													
...													
...													
TOTAL													

Donde

Actividad	:	Actividad señalada en el numeral 2 precedente.
R.M.M	:	Remuneración Media de Mercado, expresado en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.

b) Costo personal tercerizado

COSTO ANUAL PERSONAL TERCERIZADO ASOCIADOS A SERVICIOS CONTRATADOS CON TERCEROS			
Actividad	Cantidad	C.U.M. (\$)	Total Anual (M\$)
1			
...			
...			
TOTAL			

Donde:

Actividad	:	Actividad señalada en el numeral 2 precedente.
C.U.M	:	Costo medio anual por trabajador, expresado en miles de pesos al 31 de diciembre del año base.

3.5.6 Formatos de entrega de antecedentes complementarios

Sin perjuicio de lo anterior, y a fin de disponer de una mayor precisión en cuanto a los resultados obtenidos por el Consultor a partir de los análisis y cálculos realizados, éste deberá entregar la información que se solicita a través de las siguientes tablas, las cuales dan cuenta de las Horas Hombre (HH) requeridas para el dimensionamiento eficiente de los 4 procesos principales y de los 8 de apoyo, señalados a continuación, que se estiman que debe desarrollar la empresa modelo y las remuneraciones consideradas.

3.5.6.1 Procesos Principales

a) Proceso Principal 1: Operación y Mantenimiento

ID. Del Sub. Proceso	Proceso Principal 1- Operación y Mantenimiento	Tipo	Código de área de trabajo	HH/año
1.1	Operación remota de despacho distribución (equipos o TD)			
1.2	Operación en terreno de (equipos o TD)			
1.3	Retiro de ramas o elementos extraños de la red			
1.4	Atención de llamados de emergencia			
1.5	Otras Actividades de Operación			
1.6	Poda de árboles			
1.7	Lavado de aisladores			
1.8	Revisión o Inspección de componentes, equipos o TD			
1.9	Reemplazo o cambio de componentes, equipos o TD			
1.10	Mantenimiento preventivo de Equipos o TD			
1.11	Reparación de componentes (cámaras, bóvedas, acometidas, otros)			
1.12	Otras Actividades de Mantención			
1.13	Medición y gestión de la calidad del suministro eléctrico			
1.14	Conexión física de usuarios a la red			
1.15	Producción de Electricidad para respaldo del servicio de distribución			
1.16	Gestión de la medida de las inyecciones al sistema de distribución			
...	(a definir por Consultor, si corresponde)			
TOTAL HH/Año				

Las columnas “Tipo” y “Código de área de trabajo” corresponden a las de la Tabla de Codificación de Áreas de Trabajo definida por la SEC en el punto 6.8 “Estructura Organizacional” del Sistema de Cuentas para informar los Costos de Explotación de distribución correspondientes al ejercicio del año base:

Tipo	Código de Área de Trabajo
D	Directorio
GG	Gerencia General
GCOM	Gerencia Comercial
GDIST	Gerencia de Distribución
GADM	Gerencia de Administración
GFIN	Gerencia de Finanzas
GOPE	Gerencia de Operaciones
GING	Gerencia de Ingeniería
GOBR	Gerencia de Obras
GINF	Gerencia de Informática
GREG	Gerencia de Regulación
GOTRX	Gerencia Otra “X”
SGG	Subgerencia General

Tipo	Código de Área de Trabajo
SGCOM	Subgerencia Comercial
SGDIST	Subgerencia de Distribución
SGADM	Subgerencia de Administración
SGFIN	Subgerencia de Finanzas
SGOPE	Subgerencia de Operaciones
SGING	Subgerencia de Ingeniería
SGOBR	Subgerencia de Obras
SGINFO	Subgerencia de Informática
SGREG	Subgerencia de Regulación
SGOTRX	Subgerencia Otra
DXX	Departamento “XX”
AXXX	Área “XXX”
SAXXX	Sub-área “XXX”

Deberán considerarse adicionalmente los siguientes parámetros:

ID. Del Sub. Proceso	Proceso Principal 1- Operación y Mantenimiento	Promedio diario de Horas de Uso de Vehículo (cuando sea pertinente)	Promedio Diario en km (cuando sea necesario)	Atenciones en Horas/día (cuando sea pertinente)	Cantidad de Cuadrillas/día (cuando sea pertinente)
1.1	Operación remota de despacho distribución (equipos o TD)				
1.2	Operación en terreno de (equipos o TD)				
1.3	Retiro de ramas o elementos extraños de la red				
1.4	Atención de llamados de emergencia				
1.5	Otras Actividades de Operación				
1.6	Poda de árboles				
1.7	Lavado de aisladores				
1.8	Revisión o Inspección de componentes, equipos o TD				
1.9	Reemplazo o cambio de componentes, equipos o TD				
1.10	Mantenimiento preventivo de Equipos o TD				
1.11	Reparación de componentes (cámaras, bóvedas, acometidas, otros)				
1.12	Otras Actividades de Mantención				
1.13	Medición y gestión de la calidad del suministro eléctrico				
1.14	Conexión física de usuarios a la red				
1.15	Producción de Electricidad para respaldo del servicio de distribución				
1.16	Gestión de la medida de las inyecciones al sistema de distribución				

Para cada uno de los subprocesos individualizados, el Consultor deberá desglosar en un apéndice un listado de actividades asociadas. Sin embargo, las HH que informe para cada subproceso deberán corresponder a la suma de las HH informadas individualmente por cada actividad incluida en dicho subproceso. Además, dicho listado deberá ser identificado conforme al siguiente criterio: PP (Proceso Principal)#-Activ.SubProceso-n.n, donde # representa el número de proceso principal (1 al 4), según corresponda, y n.n el ID del Subproceso que se quiere detallar (1 a n).

Ejemplo basado en la tabla precedente:

Estructura general: PP#-Activ.SP-n.n.
Estructura específica: PP1-Activ.SP-1.1.

En el caso del ejemplo, el listado de actividades, cuyo detalle estaría proporcionando en un apéndice por el Consultor, correspondería a las HH determinadas por él para el dimensionamiento óptimo de aquellas actividades relacionadas con el subproceso denominado “Operación remota de despacho distribución (equipos o TD) (1.1)”, correspondiente al Proceso Principal 1 de “Operación y Mantenimiento”.

Los cuadros descritos anteriormente deberán ser replicados en cuanto a su clasificación horizontal (Jefaturas, técnicos y administrativos) para cada uno de los demás procesos principales que se indican a continuación, respetando como contenido mínimo los subprocesos definidos conforme las tablas que se presentan, sin perjuicio de que el Consultor considere otros subprocesos adicionales:

b) Proceso Principal 2: Comercialización

ID. del Sub. Proceso	PROCESO PRINCIPAL 2 – COMERCIALIZACIÓN
2.1	Atención de clientes (servicios regulados y no regulados)
2.2	Lectura de medidores
2.3	Determinación y publicación de tarifas
2.4	Elaboración de boletas y facturas
2.5	Reparto de boletas y facturas
2.6	Recaudación
2.7	Gestión de compra de Energía y Potencia
2.8	Prestación de Servicios
2.9	Dirección Ejecutiva, Planificación y Control de Gestión
2.10	Administración Recursos Humanos
2.11	Administración Financiera contable
:	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

c) Proceso Principal 3: Ingeniería y Desarrollo

ID. del Sub. Proceso	PROCESO PRINCIPAL 3 - INGENIERÍA Y DESARROLLO
3.1	Planificación, Programación y Control de Inversiones
:	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

d) Proceso Principal 4: Regulación

ID. del Sub. Proceso	PROCESO PRINCIPAL 4 - REGULACIÓN
4.1	Funcionamiento Marco Regulatorio Distribución
4.2	Preparación de Información al Regulador
:	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

3.5.6.2 Procesos de apoyo

Los cuadros descritos en el punto 3.5.6.1 de Procesos Principales deberán ser replicados en cuanto a su clasificación horizontal (jefaturas, técnicos y administrativos) para cada uno de los Procesos de Apoyo que se enumeran a continuación.

En los casos de los Procesos de Apoyo 2 al 8, el Consultor podrá definir los subprocesos que estime conveniente, aportando un mayor grado de precisión en la entrega de la información.

Procesos de Apoyo (1 al 8)

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 1 - ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
1.1	Recursos Humanos
1.2	Contabilidad y Finanzas
1.3	Abastecimiento
1.4	Sistema Gral. de Licitaciones y Subcontratos
1.5	Informática
1.6	Servicios Generales
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 2 - ASESORÍA LEGAL
:	:
2.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 3 - AUDITORÍA INTERNA
:	:
3.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 4 - RELACIONES PÚBLICAS Y GESTIÓN SOCIAL
:	:
4.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 5 - CONTROL DE GESTIÓN
:	:
5.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 6 - CALIDAD DE SERVICIO
:	:
6.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 7 - CONTROL DE PÉRDIDAS
:	:
7.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 8 - GESTIÓN AMBIENTAL
:	:
8.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

ID. del Sub. Proceso	PROCESO DE APOYO 9 - DIRECCIÓN EJECUTIVA Y PLANIFICACIÓN
:	:
9.n	(a definir por Consultor, si corresponde)
TOTALES HH/Año	

De igual forma, para cada uno de los subprocesos individualizados, el Consultor deberá desglosar en un apéndice un listado de actividades asociadas. Sin embargo, las HH que informe para cada subproceso deberán corresponder a la suma de las HH informadas individualmente por cada actividad. Dicho listado deberá ser identificado conforme al siguiente criterio: PA (Proceso de Apoyo)#-Activ.SubProceso-n.n, donde # representa el número de proceso de apoyo (1 al 8), según corresponda, y n.n el ID del Subproceso que se quiere detallar (1 a n).

3.5.6.3 Remuneraciones

En el caso de remuneraciones, esta información corresponde a los valores obtenidos del Estudio de Remuneraciones, según lo indicado en las Bases Técnicas.

Para cada cargo dimensionado para la empresa modelo, el Consultor deberá asignar un nombre y código de acuerdo a la siguiente tabla:

Niveles de Cargo		Descripción genérica de niveles de cargos
Código	Nombre	
N1	Vicepresidencia	Cargos de alcance corporativo y cuya responsabilidad abarca áreas estratégicas distintas y de gran complejidad dentro de la organización, incluyendo al Gerente General.
N2	Gerencia	Cargos con foco estratégico cuya responsabilidad central implica definir las orientaciones estratégicas sobre cómo alcanzar las metas asociadas a algún área funcional.
N3	Subgerencia	Cargos con foco estratégico-operativo cuya responsabilidad implica dirigir operativamente áreas funcionales y participar de sus decisiones estratégicas.
N4	Jefatura de Área	Cargos con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre procesos o subfunciones y con participación estratégica eventual.
N5	Encargado de Área	Cargos con foco operativo y responsabilidad de dirección autónoma sobre procesos o subfunciones.
N6	Analista	Cargos de nivel profesional, responsables de estandarizar, normalizar y/o controlar procesos de trabajo, o diseñar y planear procesos de cambio y/o entrenamiento.
N7	Especialista técnico	Cargos de nivel técnico responsables de asistir y contribuir a la mantención del correcto funcionamiento de los procesos operativos y administrativos.
N8	Asistente	Cargos de nivel técnico responsables de asistir en forma autónoma a líderes de áreas en labores operativas que les han sido delegadas.
N9	Administrativo	Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de corte administrativo.
N10	Supervisor	Cargos cuyo foco es supervisar la ejecución de tareas operativas.
N11	Operativo I	Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de tipo productivo y de cierta complejidad.
N12	Operativo II	Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas de tipo productivo y de menor complejidad.
N13	Ayudante	Cargos de nivel operativo en funciones supervisadas, de apoyo al personal operativo.

Asimismo, el Consultor deberá asignar cada cargo a una de las siguientes funciones:

Área funcional	Descripción genérica de áreas funcionales
Operaciones	Áreas directamente ligadas con la generación de productos y servicios que definen el núcleo del negocio.
Mantenimiento	Áreas que asisten técnicamente a los distintos procesos de operaciones, permitiendo sostener la generación de productos y servicios mediante la mantención preventiva y correctiva de sus procesos.
Comercial	Áreas que administran la relación con los clientes, así como los procesos de facturación, cobranza, etc.
Administración y Finanzas	Áreas cuyo foco es garantizar que se cuenta con los recursos adecuados para sustentar los diferentes procesos de la organización (humanos, financieros, de infraestructura, equipamiento), así como velar por su adecuada y eficiente administración.
Recursos Humanos	Áreas cuyo foco es velar por que se cuente con las competencias y el adecuado capital humano dentro de la organización, tanto en el corto, mediano como en el largo plazo; mediante la atracción, mantención, desarrollo y compensación del personal idóneo.
Asuntos jurídicos	Áreas que deben velar por el adecuado cumplimiento de los aspectos legales que rigen y condicionan la existencia de la organización.
Otros de Staff	Áreas y cargos no especificados en las categorías anteriores, que asisten y apoyan diferentes procesos dentro de la organización.

Finalmente, el Consultor deberá asignar cada cargo a una de las siguientes funciones:

Cargo empresa modelo	Nivel de Cargo		Cargo Encuesta de Remuneraciones		Área Funcional	Área empresa modelo	Costo Anual Remuneración [M\$/Año]				Descripción breve del cargo (tareas y deberes desempeñados)
	Nombre	Código	Nombre	Código			Utilidades (U)	Beneficios y Regalías (ByR)	Resto de Remuneración (RR)	Total (U+ByR+RR)	

4 Derechos asociados al uso del suelo, rotura y reposición de pavimento

El pago por concepto de derechos asociados al uso del suelo, rotura y reposición de pavimento, deberá entregarse en el siguiente formato, acompañando todos los antecedentes que respalden sus resultados:

Elemento		Tiempo	Rotura y Reposición de Pavimento		Ocupación	
Id	Descripción		Longitud	Ancho	Longitud	Ancho
		[días]	[m]	[m]	[m]	[m]

Elemento		Municipio	Valorización
Id	Descripción	Cod_CUT ³	[M\$]

³ Corresponde al código único territorial establecido mediante Decreto N°1.115 de septiembre de 2018, del Ministerio del Interior, modificado mediante Decreto Exento N°204 del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, de 2018.

5 Obras no construidas por la Empresa de Referencia

Los antecedentes de Obras no Construidas por la Empresa de Referencia deberán entregarse en el siguiente formato, acompañando todos los antecedentes que respalden sus resultados:

Obra		Año	Municipio	Monto ⁴
Id	Descripción	Año	Cod_CUT ⁵	[M\$]

⁴ Monto debe ser informado en pesos al 31 de diciembre del año de la transacción.

⁵ Corresponde al código único territorial establecido mediante Decreto N°1.115 de septiembre de 2018, del Ministerio del Interior, modificado mediante Decreto Exento N°204 del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, de 2018.

DOCUMENTO TÉCNICO:

**“BASES PARA EL ESTUDIO DE COSTOS DE LOS SERVICIOS NO
CONSISTENTES EN SUMINISTROS DE ENERGÍA, ASOCIADOS A LA
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”**

Enero 2023

CONTENIDO

1	CONSIDERACIONES INICIALES.....	3
1.1	OBJETIVO GENERAL	3
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.2.1	DEFINICIONES.....	5
2	EMPRESA MODELO Y ÁREAS TÍPICAS	5
3	METODOLOGÍA	6
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES	6
3.2	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE PRESTACIONES	6
3.2.1	Todos los servicios excepto servicios 1), 4), 11) y 12).....	7
3.2.2	Servicios 1), 4), 11) y 12)	9
3.2.3	Crecimiento y demanda de diseño	9
3.2.4	Insuficiencia de antecedentes	10
3.3	DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO	11
3.3.1	Consideraciones Generales	11
3.3.2	Categorización de los Recursos Empleados.....	12
3.4	COMPONENTES DE COSTO DE LA EMPRESA MODELO	15
3.4.1	Consideraciones Generales	15
3.4.2	Componentes de Costo	15
3.4.3	ESTRUCTURA Y ASIGNACIÓN DE COSTOS Y CARGOS	17
4	ESTRUCTURA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	18
4.1	INDEXADORES	20
4.2	CUADROS DE RESULTADOS	20

BASES PARA EL ESTUDIO DE COSTOS DE LOS SERVICIOS NO CONSISTENTES EN SUMINISTROS DE ENERGÍA, ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El presente documento establece las bases sobre las cuales se desarrollará el estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el numeral 4 del artículo 147° de la Ley, en adelante Servicios Asociados o SSAA.

1 CONSIDERACIONES INICIALES

1.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo del estudio de costos de Servicios Asociados, en adelante el Estudio, es determinar las componentes de costo y costos unitarios en los que incurre la empresa modelo eficiente, en cada una de las áreas de distribución típicas indicadas en el documento "Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución para la prestación de los siguientes servicios genéricos, incluyendo cada uno de los subtipos que se detallan en Anexo N° 1:

- 1) Apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.
- 2) Arriendo de empalme.
- 3) Arriendo de medidor.
- 4) Atención de emergencia de alumbrado público.
- 5) Aumento de capacidad de empalme.
- 6) Cambio o reemplazo de medidor.
- 7) Conexión y desconexión de empalme a la red o alumbrado público.
- 8) Conexión y desconexión de subestaciones particulares.
- 9) Ejecución o instalación de empalmes.
- 10) Instalación o retiro de medidores.
- 11) Instalación y cambio de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora.
- 12) Mantenimiento de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora.
- 13) Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente.
- 14) Retiro o desmantelamiento de empalmes.
- 15) Revisión y aprobación de proyectos y planos eléctricos, en el caso a que se refiere el N°1 del artículo 127 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 16) Verificación de lectura de medidor solicitada por el cliente.
- 17) Verificación de medidor en laboratorio.
- 18) Verificación de medidor en terreno.
- 19) Reprogramación de medidores eléctricos.
- 20) Reubicación de Empalmes y Equipos de Medida.
- 21) Cambio de Acometida por Concéntrico.
- 22) Reparación de Empalmes.

- 23) Arriendo de Empalme Provisorio.
- 24) Ejecución o Instalación de Empalme Provisorio.

Estos servicios y sus correspondientes subtipos se encuentran definidos y caracterizados en el Anexo N° 1 de este documento técnico. Asimismo, en dicho anexo se presenta la estructura de cargos asociada a los servicios señalados.

Para efectos del Estudio, son componentes de costo de la empresa modelo para prestar los SSAA descritos anteriormente, las definidas en el punto 3.4.2 de este documento técnico.

Se entenderá por costo unitario el costo total en que la empresa modelo incurre a lo largo de un año calendario por efectuar cada tipo de prestación, dividido por el respectivo número de prestaciones efectuadas en dicho año.

Los referidos costos anuales incluirán tanto los gastos asociados a las prestaciones indicadas, como la amortización de los activos utilizados considerando su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), su vida útil equivalente, y la tasa de actualización establecida en el Documento Técnico Bases Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Período noviembre 2024 – noviembre 2028, en adelante, el “estudio VAD”.

El Consultor presentará su estudio dividido en dos grupos; una parte general, que deberá contener la metodología aplicable a todas las áreas típicas, y, una parte especial, que deberá incluir los cálculos, información y presentación de resultados que se detallan en la ley y en este documento técnico. Respecto de este informe especial, deberá emitir tantos informes como áreas típicas haya analizado.

Para el Área Típica estudiada, el Consultor deberá completar el dimensionamiento de la empresa modelo que presta el servicio de distribución de energía y potencia con los SSAA indicados anteriormente, en el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2022, en adelante, año base, sobre la Base del dimensionamiento realizado para la prestación del servicio de distribución de la empresa modelo en el estudio VAD.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para el cumplimiento del objetivo señalado, el Consultor, deberá cumplir los siguientes objetivos específicos:

- a) Identificación de los recursos físicos requeridos en cada prestación, para cada servicio y subtipo definido en Anexo N° 1.
- b) Dimensionamiento eficiente de la empresa modelo para la prestación, además del servicio de distribución, de la totalidad de los servicios caracterizados conforme lo anterior, según la metodología e hipótesis de trabajo establecidas más adelante.
- c) Determinación de las componentes de costo asignable a cada prestación, distinguiendo costos fijos y costos variables.

- d) Determinación de los cargos tarifarios asociados a cada prestación, distinguiendo, cuando proceda, cargos fijos y variables con la cantidad de recursos materiales, directamente involucrados en una prestación específica, conforme se establece en el Anexo N° 1.
- e) Proposición de los polinomios de indexación correspondientes, y sus ponderadores, que expresen la variación de los niveles de costos, en función de indicadores de público conocimiento.

1.2.1 DEFINICIONES

Para los efectos del Estudio, se establecen las siguientes definiciones:

- a) **Prestación:** Conjunto de actividades y recursos materiales directamente involucrados y necesarios para otorgar un servicio específico a un cliente final.
- b) **Costo unitario:** Costo de una prestación.
- c) **Costo Fijo:** Costo anual en que incurre la empresa modelo para posibilitar la prestación de un determinado servicio, independiente del número de prestaciones efectuadas en ese año.
- d) **Costo Fijo Total:** Costo anual en que incurre la empresa modelo para posibilitar la prestación de todos los servicios, independiente del número de prestaciones efectuadas en ese año. Corresponde a la suma de los costos fijos anuales por servicio definidos en la letra c) precedente.
- e) **Costo Variable:** Costo anual en que incurre la empresa modelo por la ejecución de las prestaciones de un determinado servicio, según la cantidad de prestaciones efectuadas en ese año. El costo variable tiene valor cero si ninguna prestación es efectuada.
- f) **Costo Variable Total:** Costo anual en que incurre la empresa modelo por la ejecución de las prestaciones de todos los servicios, según la cantidad de prestaciones efectuadas en ese año. Corresponde a la suma de los costos variables anuales por servicio definidos en la letra e) precedente.
- g) **Cargo Fijo:** Cargo aplicado al cliente final por cada prestación, y que no depende de la cantidad de recursos que se considera variable en una prestación específica.
- h) **Cargo Variable:** Cargo aplicado al cliente final por cada prestación, que depende linealmente de la cantidad de recursos que se considera variable en una prestación específica. En Anexo N° 1 se especifican aquellos servicios cuya estructura de cargos incluye parámetros asociados a recursos variables (horas hombre y longitud de empalme).

2 EMPRESA MODELO Y ÁREAS TÍPICAS

De acuerdo con la normativa vigente, el Estudio será efectuado considerando una empresa modelo operando en una determinada Área Típica, según la definición de empresa modelo y Áreas Típicas establecidas en el marco de la determinación del estudio VAD. La clasificación de las empresas en su correspondiente Área Típica se presenta en el documento "Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución".

La empresa modelo corresponderá a la empresa única diseñada óptimamente para prestar el servicio de distribución de energía y potencia, más los recursos adicionales necesarios para prestar cada uno de los SSAA indicados en el punto 1 y sus correspondientes subtipos, caracterizados en el Anexo N°1, en un Área Típica definida.

El Consultor deberá dimensionar la porción adicional eficiente de la empresa modelo destinada a la prestación de los SSAA para cada una de las Áreas Típicas, identificando el valor de las componentes de costos asociadas.

Para efectos de la determinación del cálculo de las componentes de costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución, cabe destacar que el Consultor no deberá dimensionar los aspectos de la empresa modelo que dicen relación con las actividades de distribución de electricidad, los que quedan determinados a partir del estudio VAD incorporado el eventual dictamen del Panel de Expertos. El Consultor deberá abocarse a los diseños complementarios y la consecuente asignación de costos que se relacionan con la prestación de los SSAA por parte de la empresa modelo.

3 METODOLOGÍA

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El Consultor deberá considerar los siguientes lineamientos metodológicos generales:

- a) El Consultor deberá estimar una demanda para cada SSAA y establecer los recursos necesarios para su prestación por parte de la empresa modelo.
- b) El Consultor deberá analizar los antecedentes y holguras identificadas en la prestación del servicio de distribución y efectuar los diseños complementarios a que dé lugar este análisis en orden a habilitar a la empresa modelo para la prestación de los SSAA en su Área Típica, maximizando la utilización de la infraestructura existente, pero sin degradar la calidad del servicio de distribución entregada en dicha zona.
- c) Los costos asociados a la prestación de los servicios en estudio se entenderán originados en:
 - i. Recursos específicos, adicionales a los requeridos para la prestación del servicio de distribución; y,
 - ii. Recursos compartidos para la prestación tanto del servicio de distribución como de los SSAA.

3.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE PRESTACIONES

El Consultor deberá establecer la demanda de prestaciones para cada uno de los Servicios Asociados y sus correspondientes subtipos que otorga la empresa modelo, considerando el funcionamiento durante un año calendario. Como variable de cuantificación se usará para cada servicio y subtipo la variable definida en el Anexo N° 1.

Para efectos de establecer la demanda de prestaciones, el Consultor deberá distinguir Variables de tipo Stock y de tipo Flujo.

Será variable de tipo Stock aquella que supone la mantención de un número de prestaciones o de clientes atendidos en forma permanente para cuantificar la prestación de un servicio, pudiéndose mantener la prestación por períodos superiores a un año.

Será variable de tipo Flujo aquella que cuantifica la prestación de un servicio que se presta u otorga una sola vez, y en períodos cortos de tiempo. La prestación no se mantendrá por períodos extendidos ni superiores a un año.

La demanda para cada servicio y sus subtipos, cuando corresponda, se determinará conforme se indica a continuación:

3.2.1 Todos los servicios excepto servicios 1), 4), 11) y 12)

El procedimiento para cada uno de los servicios indicados y sus subtipos, cuando corresponda, será el siguiente:

Para todas las empresas clasificadas en el Área Típica en estudio, se determinarán las *prestaciones medias por cliente (Pm)* conforme lo siguiente:

$$Pm_{ij} = \frac{Np_{ij}}{Nc_{ij}}$$

Donde:

Pm_{ij} : Prestaciones medias por cliente efectuadas por la empresa “j”, clasificada en Área Típica “i”.

Para servicios o subtipos con variable de cuantificación tipo stock:

Np_{ij} : Número de prestaciones del servicio o subtipo efectuadas por la empresa “j” clasificada en el Área Típica “i”, a diciembre del año base

Nc_{ij} : Número total de clientes de la empresa “j” clasificada en el Área Típica “i”, computado a diciembre del año base.

Para servicios con variable de cuantificación tipo flujo:

Np_{ij} : Número promedio anual de prestaciones del servicio o subtipo efectuadas directamente o a través de terceros por la empresa “j” clasificada en el Área Típica “i” durante los años 2018 al año Base.

Nc_{ij} : Número promedio anual del total de clientes a diciembre de cada año de la empresa “j”, clasificada en el Área Típica “i” durante los años 2018 al año Base.

Para la determinación de los promedios señalados en las variables de tipo flujo, se considerará toda la información disponible entre enero y diciembre de cada año. Si para un año en particular, una empresa distribuidora no dispone de información de las prestaciones realizadas en algún intervalo de tiempo de este período, la misma deberá indicarlo al momento de la entrega de la información y deberá estimar la información, considerando la tendencia del número de prestaciones del servicio en años anteriores y posteriores durante el mismo intervalo considerado.

El número de prestaciones por cliente de cada servicio y sus subtipos, cuando corresponda, en un Área Típica determinada será igual al promedio ponderado por número de clientes de cada empresa perteneciente a dicha Área Típica, a diciembre del año base y se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Np_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_i} Pm_{ij} \cdot Nc_{ij}}{\sum_{j=1}^{N_i} Nc_{ij}}$$

Donde, N_i corresponde al número de empresas pertenecientes al Área Típica i .

No se considerará en el cálculo de Np_i valores de Pm_{ij} que entreguen resultados nulos para alguna empresa “j”, o que, en base a un criterio debidamente justificado por el Consultor y/o pruebas estadísticas formales, se encuentren muy alejados del centro de la distribución o mediana ponderada por número de clientes de cada empresa del Área Típica a diciembre del año base.

El Consultor deberá presentar los resultados anteriores en forma simple, reproducible y debidamente fundamentada.

El valor obtenido conforme el procedimiento anterior para cada servicio o subtipo y para cada Área Típica constituirá la demanda base de prestaciones que enfrenta la empresa modelo para la atención del servicio.

Los datos Np_{ij} y Nc_{ij} , así como el parque de medidores de propiedad de los clientes a fines de cada año, serán informados por las empresas distribuidoras respectivas, para cada servicio y subtipo considerado, por separado, para los años 2010 al año Base, inclusive, sin discriminar si se trata de clientes sujetos o no sujetos a fijación de precios en lo que al servicio de distribución de electricidad se refiere.

Para efectos de considerar la localización geográfica de las demandas cuyo volumen se determinó conforme los procedimientos descritos, se considerará que la demanda de prestaciones se encuentra distribuida o dispersa uniformemente en el área geográfica atendida por la empresa modelo. El

Consultor deberá respaldar y fundamentar los tiempos de desplazamientos o traslados entre prestaciones considerados en el Estudio.

3.2.2 Servicios 1), 4), 11) y 12)

Para los servicios indicados se trabajará directamente con los volúmenes de prestaciones efectuados por las empresas de referencia.

Para los servicios con variables de cuantificación tipo Stock, se trabajará con la cantidad de prestaciones al año base. Para los servicios con variables de cuantificación tipo Flujo, se considerarán las prestaciones promedio anual observadas en la empresa de referencia para los años 2018 al año Base.

Los datos Np_i y Nc_i serán informados por las empresas de referencia, para cada servicio y subtipo, por separado, para los años 2018 al año Base, sin discriminar si se trata de clientes sujetos o no sujetos a fijación de precios en lo que al servicio de distribución de electricidad se refiere.

En ambos casos se considerará la dispersión geográfica que presentaron las prestaciones efectivas de la empresa de referencia de cada Área Típica.

3.2.3 Crecimiento y demanda de diseño

Las demandas base por servicio y/o subtipo determinadas conforme a los procedimientos señalados en este punto, se considerarán asociadas a un año base. El Consultor deberá desarrollar e implementar una metodología que utilice óptimamente la información disponible y permita proyectar la demanda de cada servicio y/o subtipo para un horizonte de cinco años (años 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028). Dicha metodología deberá exponerse de manera explícita y los antecedentes para su implementación deberán estar completamente disponibles y respaldados. Los resultados de la metodología de proyección, así como todas sus etapas intermedias deberán ser en todo momento reproducibles, por lo que el Consultor deberá presentar los antecedentes suficientes y necesarios para rehacer todos los cálculos.

En este sentido, para efectos de la determinación de la proyección de demanda del servicio N° 1 “Apoyo en Postes a Proveedores de Servicios de Telecomunicaciones”, el Consultor deberá considerar el impacto de la implementación de la Ley N° 21.172¹. Asimismo, la referida proyección de demanda deberá ser coherente con el cumplimiento de lo establecido en el capítulo 9 Infraestructura Compartida del documento técnico Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución.

Con las demandas proyectadas se determinará la demanda de diseño por servicio y/o subtipo, la que será igual a la demanda promedio anual de las demandas proyectadas para los años 2025, 2026,

¹ Modifica la Ley N° 18.168, Ley General de Telecomunicaciones, para regular el tendido y retiro de líneas aéreas y subterráneas.

2027 y 2028, correspondientes al período esperado de aplicación de las tarifas obtenidas en el presente proceso tarifario.

La demanda de diseño finalmente estimada sólo podrá ser menor que la correspondiente al año base, cuándo:

- a. Se demuestre una tendencia decreciente en los últimos dos años en la variable de cuantificación del servicio o subtipo respectivo; o,
- b. El consultor justifique fundadamente los motivos para ello.

3.2.4 Insuficiencia de antecedentes

En caso de que luego de la aplicación de los criterios indicados, algún servicio o subtipo resulte con demanda base nula,² el Consultor deberá recurrir a los antecedentes disponibles, estimaciones y proyecciones de demanda del servicio y/o subtipo realizadas para otras Áreas Típicas. En primer lugar, se utilizarán los del Área Típica contigua³ superior. En caso de no haberlos en dicha Área Típica, se utilizarán los del Área Típica contigua inferior. En caso de no haber en ninguna de las anteriores, se utilizarán los del Área Típica contigua más cercana de orden superior y posteriormente los del Área Típica contigua más cercana de orden inferior que disponga de ellos.

A su vez, el Consultor deberá estimar la demanda asociada a nuevos subtipos que no se hubiesen ofrecido anteriormente, describiendo detalladamente tanto la metodología como los antecedentes considerados para su determinación, considerando una gestión óptima.

El número de prestaciones que se proyecte de esta manera para un servicio o subtipo, deberá guardar consistencia con el número de clientes presentes, a diciembre del año base, en la empresa de referencia del Área Típica con insuficiencia de antecedentes. Asimismo, el número de prestaciones que se proyecte de esta manera para un subtipo de servicio deberá guardar la debida consistencia con el número total de prestaciones que se considere para dicho servicio y sus demás subtipos.

Los antecedentes de información de demanda deberán ser enviados a la Comisión al correo electrónico del proceso, a más tardar dentro de los 15 días hábiles siguientes a la formalización de las bases técnicas y administrativas definitivas a que hace referencia el inciso duodécimo del artículo 183 bis de la LGSE en los formatos establecidos en el archivo "Formatos Demanda SSAA.xls".

La información de todas las empresas, estará disponible para el Consultor.

² Esto podría ocurrir si ninguna empresa clasificada en el Área Típica en estudio presta el servicio o subtipo, o la empresa de referencia del Área Típica en estudio no presta el servicio o subtipo, según corresponda.

³ Se entenderá por área típica contigua a aquella en que se encuentre clasificada la empresa de referencia con VAD teórico inmediatamente superior o inferior al de la empresa de referencia del área típica en cuestión. Para lo anterior, deberán utilizarse los VAD teóricos que, pertenezcan al mismo grupo conforme a lo señalado en el numeral 3.6 del Informe Técnico que determina la metodología de definición de las Áreas Típicas de Distribución.

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO

3.3.1 Consideraciones Generales

El dimensionamiento de la empresa modelo que presta el servicio de distribución y los SSAA supone el análisis de los recursos utilizados en la prestación del servicio de distribución en cada Área Típica, determinados de acuerdo al Documento Técnico “Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución” del estudio VAD noviembre 2024- 2028, y los diseños complementarios necesarios para posibilitar a la empresa modelo la prestación de los SSAA en estudio, satisfaciendo la demanda de prestaciones determinadas en el punto anterior.

En consecuencia, los costos de provisión de los SSAA serán los que resulten del análisis de los recursos ya dimensionados para la prestación del servicio de distribución y la aplicación de los diseños adicionales o complementarios sobre la actividad de distribución de la empresa modelo.

El Consultor deberá maximizar la utilización de los recursos instalados y empleados por la empresa modelo para posibilitar la prestación de los servicios conforme sus respectivas demandas y según éstos se definieron en el Anexo N° 1, teniendo cuidado de no degradar la calidad de servicio de distribución de electricidad entregada conforme las exigencias que se establecen en la normativa legal y reglamentaria en vigencia. Producto de este análisis, el Consultor deberá diseñar las complementaciones de recursos que resulten necesarias y de mínimo costo para obtener la empresa modelo eficiente que satisface todas las prestaciones incluido el servicio de distribución.

Todos los análisis de los recursos de la empresa modelo incluyendo los diseños complementarios que sea requerido elaborar, deberán considerar que las prestaciones de los SSAA señalados en el numeral 1.1 y subtipos en estudio, y la prestación del servicio de distribución, utilizan recursos compartidos. La empresa modelo es eficiente y aprovecha todas las economías de escala y de ámbito identificables tanto en la prestación conjunta del servicio de distribución y los SSAA, como en la prestación conjunta de los Servicios Asociados entre sí.

En consecuencia, el Consultor deberá considerar las holguras para la prestación de los Servicios Asociados en cada uno de los recursos que dispone la empresa modelo, identificadas en el estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, y clasificarlos de acuerdo a los recursos definidos en la sección 3.3.2 de este documento técnico.

No se contemplarán diseños asociados a flujos de recursos proyectados o proyectables en el tiempo, considerándose que, una vez determinada la demanda de diseño conforme al punto 3.2, que refleja el promedio de demanda para cuatro años de aplicación tarifaria, el ejercicio de dimensionamiento de la empresa modelo obedece a una visualización estática del problema, salvo situaciones fundadas.

El proceso de diseño eficiente deberá considerar, en lo que corresponda, las restricciones técnico-administrativas a que está sujeta una empresa operando en el país de las características de la empresa modelo, y en su respectiva Área Típica.

En todo caso, el Consultor deberá considerar que la empresa modelo ya es óptima para prestar el servicio de distribución. Los dimensionamientos complementarios que sea necesario efectuar para prestar los servicios en estudio, no deberán alterar en ningún caso el dimensionamiento, diseño y organización de la empresa modelo para la prestación del servicio de distribución.

En todas las labores de diseño y dimensionamiento el Consultor podrá basarse en las soluciones adoptadas por las respectivas empresas de referencia respecto de la prestación de los servicios en estudio, sin embargo, y en todo momento, el Consultor deberá tener presente lo siguiente:

- a) Las empresas de referencia no necesariamente prestan todos los servicios en estudio;
- b) Las empresas de referencia enfrentan una demanda distinta a la que enfrenta la empresa modelo para cada prestación;
- c) Las empresas de referencia no necesariamente prestan un servicio con el estándar definido en Anexo N° 1;
- d) Las empresas de referencia no necesariamente han dado solución eficiente al problema de la prestación de los servicios en estudio; y,
- e) Las empresas de referencia han prestado servicios que responden a definiciones que no se ajustan en forma exacta a las definiciones establecidas en el presente documento técnico.

3.3.2 Categorización de los Recursos Empleados

Los recursos empleados por la empresa modelo para la prestación de los SSAA señalados en el numeral 1.1 y subtipos en estudio, sean aquellos que ya existen aprovechando las holguras en la infraestructura y superestructura para la prestación del servicio de distribución o aquellos resultantes de diseños complementarios, se asociarán a las siguientes categorías:

- Personal.
- Instalaciones muebles e inmuebles.
- Materiales y servicios.

El Consultor deberá estudiar el dimensionamiento de los recursos de la empresa modelo conforme lo siguiente:

3.3.2.1 Personal

Para la determinación de los recursos de personal se deberán tener presente los siguientes aspectos:

a) Estudio de la Organización

El Consultor deberá efectuar un estudio de organización que defina la estructura de unidades de trabajo de la empresa para atender los servicios y el personal, en cantidad y calificación, que deben constituirlos. Específicamente, se deberán incluir los siguientes aspectos:

- i. Identificación de los procesos, actividades y funciones mínimas, comerciales, técnicas y administrativas, que debe desarrollar la empresa para la prestación de los SSAA;
- ii. Descripción de las tareas asignadas a contratistas;
- iii. Dotación eficiente de personal propio;
- iv. Diseño en detalle de la organización propuesta y de cómo se encuentran asignadas cada una de las tareas señaladas a las unidades de trabajo; y,
- v. Clasificación del personal propuesto en aquél destinado a actividades de atención de clientes o sistemas de información, y aquél destinado a mano de obra específica para el desarrollo de la tarea.

b) Remuneraciones

Para estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal (propio o tercerizado), el consultor deberá considerar uno o más estudios de remuneraciones de mercado representativos de mercado al 31 de diciembre del año base. En este sentido, deberá utilizar encuestas de remuneraciones de mercado realizadas por empresas especialistas del rubro y de reconocido prestigio en el tema, debiendo anexar al Estudio toda la información relevante que éstas aporten para poder permitir un análisis completo de la metodología utilizada en la determinación de los respectivos costos. En el uso de encuestas de remuneraciones, el consultor deberá emplear aquellas representativas de los segmentos a valorizar, ya sea este personal propio o tercerizado, en el entendido que el mercado del personal propio difiere del mercado que enfrentan los contratistas.

En consistencia con lo señalado en el párrafo precedente, para determinar las rentas de mercado asociadas a cada cargo, el consultor realizará un proceso de homologación debidamente fundado, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en los estudios de remuneraciones. El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%. No obstante, para determinar los costos de personal tercerizado, el consultor podrá considerar un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, en cuyo caso el estadígrafo a utilizar será el percentil 50%. Asimismo, el consultor podrá considerar justificadamente, tanto para personal propio como tercerizado, percentiles distintos a los señalados precedentemente para aquellos cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones.

Los costos de remuneraciones del personal propio deben incluir las obligaciones legales vigentes a la fecha de inicio del estudio. Por su parte, los costos de remuneraciones del personal tercerizado deben incluir los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista (provisión para pago de indemnización, aporte patronal legal [seguro de invalidez y sobrevivencia], seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo), un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado de personal tercerizado.

El Consultor podrá incluir en el costo de remuneraciones beneficios adicionales, no obligatorios a las remuneraciones para la empresa eficiente. Para ello deberá justificar la inclusión de cada beneficio adicional, el que debe además representar una práctica frecuente en el mercado.

El Consultor deberá explicitar claramente las obligaciones legales y los beneficios adicionales considerados en el estudio.

El Consultor deberá determinar el costo anual de personal propio y de contratistas, con la cantidad de personal propio y de contratista, para efectos del estudio de costos de los SSAA. Esta información deberá estar debidamente respaldada con los antecedentes de los análisis realizados, los criterios aplicados y las decisiones adoptadas.

En caso de que la empresa modelo requiera para la prestación de los SSAA de personal adicional de similares características al utilizado para la prestación del servicio de distribución de electricidad, las respectivas remuneraciones deberán coincidir con las utilizadas en el estudio de costos para el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución.

3.3.2.2 Instalaciones Muebles e Inmuebles

Para la organización propuesta y considerando los requerimientos geográficos y la dispersión de los clientes, el Consultor deberá estudiar el dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles requeridas para la prestación del servicio de distribución de electricidad y aplicar los diseños complementarios requeridos para la gestión comercial de clientes y para la prestación de los servicios en estudio.

Para establecer un dimensionamiento eficiente se debe considerar la totalidad de los requerimientos para la prestación de los servicios. Sin embargo, una vez logrado tal dimensionamiento se debe desagregar en los componentes señalados en 3.4.2.

En este ítem se encuentran los inmuebles y mobiliario de oficinas donde se realizan las actividades de apoyo tales como administración y logística, vehículos e instrumentos del personal de cuadrillas y recursos informáticos (software y hardware).

En caso de que la empresa modelo requiera de recursos muebles e inmuebles adicionales y de similares características a los requeridos para la prestación del servicio de distribución, sus respectivos costos unitarios deberán coincidir con los utilizados en el estudio de costos para el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución.

3.3.2.3 Materiales y servicios

Se debe realizar un estudio de dimensionamiento de la operación para la prestación de los SSAA señalados en el numeral 1.1 y subtipos en estudio, definiendo las actividades en concordancia con la organización propuesta y el dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles. En este

marco se deberán determinar las características y cantidad de los elementos y materiales de insumos requeridos.

Este componente de costo incluye, en el caso de los costos fijos por ejemplo, aquellos necesarios para el desempeño de las oficinas de apoyo y su mantenimiento, como el aseo, los servicios básicos de electricidad, agua potable, comunicaciones y papel, formularios y tinta de impresoras.

En el caso de los costos variables se deberán incluir los materiales específicos de la prestación, tales como material de redes de distribución (cables, empalmes), combustible de vehículos, ropa de trabajo, guantes y casco.

En caso de que la empresa modelo requiera de materiales y servicios adicionales de similares características a los empleados para la prestación del servicio de distribución de electricidad, sus respectivos costos unitarios deberán coincidir con los utilizados en el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución.

3.4 COMPONENTES DE COSTO DE LA EMPRESA MODELO

3.4.1 Consideraciones Generales

El Consultor deberá establecer los costos asociados a la prestación de los SSAA señalados en el numeral 1.1 y subtipos analizados, clasificándolos en las categorías señaladas más adelante. Se entenderá que los costos asociados a la prestación de un servicio determinado se originan en la utilización de recursos compartidos con la actividad de distribución de electricidad que presta la empresa modelo, y en la utilización de recursos adicionales especialmente diseñados para la prestación, completándose así los costos de la empresa modelo asignados a la prestación de los SSAA.

3.4.2 Componentes de Costo

Los componentes de costo para la prestación por parte de la empresa modelo de los servicios y subtipos en estudio son los siguientes:

- a) Atención a clientes (incluye personal, materiales y servicios);
- b) Actividades de apoyo;
- c) Actividades específicas; y,
- d) Instalaciones muebles e inmuebles.

3.4.2.1 Atención de Clientes

La atención de clientes considera los costos en que debe incurrir el prestador del servicio por las labores administrativas necesarias para la realización de los servicios. Tales costos incluyen elementos como el personal administrativo que atiende las consultas, recibe las solicitudes de los clientes e ingresa la información a los sistemas correspondientes. Asimismo, este componente de

costo incluye también aquellos necesarios para el desempeño de las oficinas de atención al público y su mantenimiento, por ejemplo el aseo, los servicios básicos de electricidad, agua potable, comunicaciones y papel, formularios y tinta de impresoras.

3.4.2.2 Actividades de Apoyo

Se refiere a las actividades de administración, apoyo logístico, supervisión y control para la prestación de los SSAA. La planilla ejecutiva se encuentra clasificada en este ítem. Asimismo, este componente de costo incluye aquellos necesarios para el desempeño de las oficinas correspondientes y su mantenimiento (aseo, servicios básicos de electricidad, agua potable, comunicaciones y papel, formularios y tinta de impresoras).

3.4.2.3 Actividades Específicas

Se refieren a los costos de personal, materiales y servicios para el desarrollo de las actividades operativas directamente relacionadas con la prestación de los SSAA.

Se incluye el personal requerido para la prestación de los servicios, así como todos los elementos y gastos que sean material específico de instalación.

Los elementos de costos correspondientes a la mano de obra específica se pueden agrupar de la siguiente forma:

- a) Personal de instalación y/o mantenimiento: Corresponde a técnicos e instaladores calificados y entrenados para realizar las labores de terreno de instalación y/o mantenimiento; y,
- b) Personal administrativo: Requerido para la gestión operativa de la actividad, por ejemplo, la impresión de formularios.

3.4.2.4 Instalaciones Muebles e Inmuebles

Las instalaciones muebles e inmuebles que se deberán considerar para el cálculo de los costos en que debe incurrir la empresa modelo para prestar los SSAA, son las siguientes:

- a) Infraestructura de oficinas para el personal de instalación y/o mantenimiento y para el personal administrativo. Está constituida por las oficinas, el mobiliario, el equipamiento de oficina, los sistemas de comunicaciones y de computación.
- b) Equipamiento de trabajo: Constituido por los equipos, herramientas y elementos de trabajo necesarios para la ejecución de las instalaciones y/o mantenimiento. A modo de ejemplo se pueden mencionar escaleras, alicates, destornilladores, llaves de diversas medidas.
- c) Equipamiento de seguridad: Corresponde a todos los elementos que deben proporcionarse al personal de instalación y/o mantenimiento para el desempeño de sus funciones.
- d) Transporte: Considera tanto los vehículos para la realización del trabajo de terreno como los gastos asociados a su operación.

- e) Postación eléctrica que soporta la prestación de servicios tales como apoyo en postes, en la proporción asignada a este servicio.

3.4.3 ESTRUCTURA Y ASIGNACIÓN DE COSTOS Y CARGOS

3.4.3.1 Consideraciones Generales

- a) Todos los costos de la empresa modelo, para la prestación de los SSAA, se obtendrán con la misma metodología empleada en el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución.
- b) Las remuneraciones consideradas para los distintos estamentos, así como los costos unitarios de instalaciones muebles, inmuebles, materiales y servicios deberán ser obtenidas del estudio de VAD.
- c) Todo costo de inversión (VNR) deberá ser separado en componentes de igual vida útil, estableciendo como costo anualizado por componente el que resulta de aplicar un factor de recuperación de capital (FRC) que considera la vida útil equivalente respectiva y la tasa de actualización, calculado conforme la siguiente expresión:

$$\text{CostoAnualActivo} = FRC_i * VNR_Activo_i$$

$$FRC_j = \frac{r * (1 + r)^{N_j}}{(1 + r)^{N_j} - 1}$$

Donde:

$r = 6,00\%$. Corresponde a la tasa de descuento considerada en el proceso al que hace referencia el documento técnico “Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución”, aplicable después de impuesto.

N_j : Vida útil de activo “j” expresada en años.

- d) Para cada costo de inversión se deberá determinar el ajuste por efectos de impuesto a la renta (AEIR), de acuerdo a los criterios metodológicos del punto 6.6 del documento técnico: “Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución”, resguardando que no se produzcan dobles pagos para la empresa.

3.4.3.2 Asignación de los Costos

El Consultor deberá estimar la proporción de los costos compartidos entre la prestación del servicio de distribución de electricidad y la prestación de los SSAA (compartidos verticalmente). Los servicios en estudio utilizan parte de los recursos destinados a la prestación del servicio de distribución de electricidad. De este modo, los costos referidos más los costos originados en los diseños adicionales

y costos específicos requeridos para la prestación de los servicios, corresponderán al total de los costos incurridos por la empresa modelo para las prestaciones de los SSAA.

Asimismo, el Consultor deberá efectuar las correspondientes asignaciones entre servicios de los costos que resulten compartidos horizontalmente.

El Consultor debe tener presente en todo momento que en la mayoría de las prestaciones en estudio, la necesidad de fijar precios para los servicios respectivos se origina en la constatación de que los mismos no se prestan en condiciones de competencia, en razón a la ventaja competitiva natural que la actividad de distribución posee respecto de estas prestaciones al aprovechar las economías de escala y de ámbito presentes.

Conforme las definiciones efectuadas en el punto 1, sólo los recursos definidos como Costos Fijos para la prestación de servicios son susceptibles de considerarse compartidos con la actividad de distribución de electricidad y por lo tanto entenderse originados, en la proporción que corresponda, en la utilización de los recursos de la empresa modelo para la actividad de distribución. Se entenderá que los denominados Costos Variables derivados de la prestación de los servicios en estudio, no se producen en el ámbito de la prestación del servicio de distribución de la empresa modelo.

4 ESTRUCTURA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos del estudio se presentarán conforme los cuadros contenidos más adelante (Cuadros 1, 2, 3 y 4).

Los mismos se determinarán para cada servicio conforme las componentes de costo señaladas en el punto 3.4.2 de este documento técnico.

El cuadro 1 describe, para cada servicio y/o subtipo y componente de costo, la composición de los costos totales anuales, identificando los costos fijos (compartidos con la empresa modelo de distribución y complementarios) y los costos variables. Estos últimos incluyen tanto los costos que siendo variables se incorporan como cargos fijos, como aquellos que se consideran dentro de cargos variables (que dependen, entre otras cosas, de las horas hombre y la longitud de empalmes, conforme las definiciones del Anexo N° 1). Todos estos cálculos deben estar autocontenidos y ser reproducibles.

El cuadro 2 describe, para cada servicio y/o subtipo y componente de costo, la composición de los cargos fijos definidos en el Anexo N° 1. Cabe destacar que la suma por componente de cada cargo definido para el servicio debe corresponder al cargo que el Estudio entrega como resultado. Asimismo, la suma total de cargos fijos representará un cargo fijo único, parte integrante de la tarifa final del servicio.

Por su parte, el cuadro 3 representa un resumen para todos los servicios y subtipos de los costos totales anuales identificados en el cuadro 1. Por último, el cuadro 4 muestra los ingresos esperados, para cada servicio y subtipo, de la aplicación de la demanda de diseño al cargo fijo único; en la última columna de este cuadro se debe incluir para cada servicio y subtipo el valor del parámetro que acompaña a la variable horas hombre o longitud de empalme, según corresponda.

Se reitera que lo que se entenderá como Costo Variable corresponde al costo que tiene valor cero si ningún tipo de prestación de servicios es efectuada por la empresa modelo. En dicho caso sólo subsisten los Costos Fijos, los que reflejan el costo de recursos compartidos y complementarios, y que posibilitan la prestación conjunta del servicio de distribución y de los servicios en estudio. Los Costos Variables serán traspasados a los clientes como cargos fijos, con excepción de la parte de ellos que se asocia a recursos que, conforme las estructuras definidas en el Anexo N° 1, se traspasarán como un cargo variable proporcional a la cantidad requerida de este tipo de recursos por cada cliente específico (horas hombre y longitudes de empalmes).

Conforme lo anterior, la estructura de determinación genérica de los cargos a aplicar por un servicio, o subtipo de servicio “k” cualquiera, será la siguiente:

Para servicios que no contemplan cargos variables:

$$Cargo\ Fijo_k = \frac{CF_k}{Np_k} + \frac{CV_k}{Np_k}$$

Para servicios que contemplan cargos variables:

$$Cargo\ Fijo_k = \frac{CF_k}{Np_k} + \frac{(CV_k - CV_{nk})}{Np_k}$$

Donde:

- CF_k : Costo fijo anual asignado a la prestación del servicio “k”
- Np_k : Número de prestaciones del servicio “k” en el año de estudio. Corresponde a la demanda de diseño.
- CV_k : Costo variable anual asignado a la prestación del servicio “k”. Este valor incluye todos los costos variables, incluidos aquellos que se traspasarán a tarifas en la forma de cargos variables.
- CV_{nk} : Costo variable anual resultante de la utilización del recurso “n” para la prestación del servicio “k”. El costo del recurso “n” se traspasará a tarifas como cargo variable.

Para el cargo variable:

$$Cargo\ Variable_k = C_{nk}$$

Donde:

C_{nk} : Costo específico por unidad de recurso “n” puesto en el punto de prestación. El recurso “n” corresponde a Horas Hombre o Longitud de Empalme, dependiendo de la definición del servicio y/o subtipo “k” conforme el Anexo N°1.

4.1 INDEXADORES

El Consultor, junto con proponer las fórmulas de indexación deberá establecer para el cargo fijo único de cada servicio y/o subtipo, y para el cargo variable, la proporción de dichos cargos asociada al menos a los siguientes ítems: componente importada y componente nacional.

4.2 CUADROS DE RESULTADOS

CUADRO 1 : COMPONENTES DE COSTO TOTALES DE SERVICIO O SUBTIPO k					
SERVICIO O SUBTIPO k Costos Anuales	COSTO FIJO (\$/AÑO)			COSTO VARIABLE (\$/AÑO)	COSTO TOTAL (\$/AÑO)
	Compartido	Adicional o Complementario	Costo Fijo Total		
Atención de Clientes	A	B	A + B	C	A+B+C
Actividades de Apoyo					
Actividades de Específicas					
Instalaciones Muebles e Inm.					
Total Servicio o Subtipo k			CF_k	CV_k	$CF_k + CV_k$

- A: Componente de Costo Fijo asociado al servicio k, compartido con distribuidora modelo. Corresponde a la expresión monetaria del porcentaje de recurso de la distribuidora modelo utilizado por la empresa modelo;
- B: Componente de Costo Fijo asociado al servicio k, derivado de diseños complementarios; y,
- C: Componente de Costo Variable asociado al servicio k.

CUADRO 2 : COMPOSICIÓN DE LOS CARGOS					
SERVICIO O SUBTIPO k	Cargos Fijos (Según Anexo 1)			Cargo Fijo Total	Cargo Variable
	C_1	C_2	... C_n		
Atención de Clientes					n.a.
Actividades de Apoyo					n.a.
Actividades de Específicas					n.a.
Instalaciones Muebles e Inm.					n.a.
Total Servicio o Subtipo k				(2)	(1)

- (1) Parámetro que acompaña a Horas Hombre o Longitud de Empalmes, cuando corresponda.
- (2) Corresponde al cargo fijo único, parte integrante de la tarifa final.

CUADRO 3: COSTOS TOTALES ANUALES			
Servicio o Subtipo	CF_k	CV_k	$CF_k + CV_k$
Servicio 1			
Servicio 2			
Servicio 3			
.....			

CUADRO 3: COSTOS TOTALES ANUALES			
Servicio o Subtipo	CF_k	CV_k	$CF_k + CV_k$
Servicio n			
Costo Total			

CF_k y CV_k son datos provenientes de los cuadros 1 para cada servicio.

CUADRO 4: INGRESOS				
Servicio o Subtipo	Demanda de Diseño (A)	Cargo Fijo Único (B)	(A) x (B)	Cargo Variable (cuando corresponda)
Servicio 1				
Servicio 2				
Servicio 3				
.....				
Servicio n				
Costo Total				

ANEXO N° 1

DEFINICIÓN Y ALCANCE DE LOS SERVICIOS ASOCIADOS SUJETOS A FIJACIÓN TARIFARIA

Por el presente Anexo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) hace entrega de la definición y alcance de los servicios asociados a la distribución sujetos a fijación tarifaria con ocasión de la fijación de tarifas de valor agregado de distribución (VAD) para el cuatrienio noviembre 2024 – 2028.

A. SERVICIOS SUJETOS A FIJACIÓN TARIFARIA

SERVICIOS	
1	APOYO EN POSTES A PROVEEDORES DE SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES
2	ARRIENDO DE EMPALME
3	ARRIENDO DE MEDIDOR
4	ATENCIÓN DE EMERGENCIA DE ALUMBRADO PÚBLICO
5	AUMENTO DE CAPACIDAD DE EMPALME
6	CAMBIO O REEMPLAZO DE MEDIDOR
7	CONEXIÓN O DESCONEXIÓN DE EMPALME A LA RED O ALUMBRADO PÚBLICO
8	CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE SUBESTACIONES PARTICULARES
9	EJECUCIÓN O INSTALACIÓN DE EMPALMES
10	INSTALACIÓN O RETIRO DE MEDIDOR
11	INSTALACIÓN O CAMBIO DE ALUMBRADO PÚBLICO QUE SE ENCUENTRE ADOSADO EN POSTES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
12	MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO QUE SE ENCUENTRE ADOSADO EN POSTES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
13	MANTENIMIENTO DE MEDIDOR DE PROPIEDAD DEL CLIENTE
14	RETIRO O DESMANTELAMIENTO DE EMPALMES
15	REVISIÓN Y APROBACIÓN DE PROYECTOS Y PLANOS ELÉCTRICOS, EN EL CASO A QUE SE REFIERE EL N° 1 DEL ARTICULO 127 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS
16	VERIFICACIÓN DE LECTURA DEL MEDIDOR SOLICITADA POR EL CLIENTE
17	VERIFICACIÓN DE MEDIDOR EN LABORATORIO
18	VERIFICACIÓN DE MEDIDOR EN TERRENO
19	REPROGRAMACIÓN DE MEDIDORES ELÉCTRICOS
20	REUBICACIÓN DE EMPALMES Y EQUIPOS DE MEDIDA
21	CAMBIO DE ACOMETIDA POR CONCÉNTRICO
22	REPARACIÓN DE EMPALMES
23	ARRIENDO DE EMPALME PROVISORIO
24	EJECUCIÓN O INSTALACIÓN DE EMPALME PROVISORIO

B. DEFINICIÓN DE LOS SERVICIOS

Para efectos de las presentes bases, para los servicios que corresponda, se entenderá por BT a la red de distribución de baja tensión cuyo voltaje es igual o inferior a 1.000 volts y por AT¹ a la red de distribución de alta tensión cuyo voltaje es superior a 1.000 volts e inferior o igual a 23.000 volts. A su vez, se entenderá por medidor a aquellas Unidades de Medida aquella que definida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución que se fije conforme al Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2022, establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 549, de 15 de diciembre de 2021, y rectificado mediante Resolución Exenta CNE N° 653, de 24 de agosto de 2022, en adelante “NTDx”.

El Consultor podrá proponer justificadamente tipos y subtipos adicionales a los descritos en las presentes bases, con el objeto de resguardar que los servicios asociados aquí definidos contemplen todas las variaciones informadas de estos, evitando la prestación de servicios de similares características a precio no regulado. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de los servicios 3, 9, 10 y 20, el Consultor deberá establecer los subtipos necesarios para recoger adecuadamente las particularidades de los referidos servicios.

Finalmente, el Consultor deberá tener presente que, en los casos que corresponda, se deberá incluir el ajuste por efectos de impuesto a la renta en el cobro del servicio, de acuerdo a lo establecido en la letra d) del punto 3.4.3.1 del documento técnico “Estudio de Costos de los SSAA al Suministro de Electricidad de Distribución.

1. APOYO EN POSTES A PROVEEDORES DE SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES

Corresponde al servicio que utiliza la postación como soporte físico para los cables de telecomunicaciones y equipos complementarios. El servicio lo prestan las empresas de distribución de electricidad en favor de las empresas de telecomunicaciones que cuenten con los derechos para ocupar los bienes nacionales de uso público.

Se entiende por apoyo:

- a. **Cruceta para cables aéreos:** Algún sistema de sujeción física de las instalaciones de telecomunicaciones que utilice no más de 6 centímetros lineales de un poste de distribución. Para efectos de su contabilización, se entenderá como punto de contacto a cada cable o conductor de telecomunicaciones que es soportado físicamente por el poste, ya sea directamente sobre la cruceta o indirectamente, apoyado en otro medio de sujeción que a su vez se sostiene a ella, o adosado a alguna cara del poste por otro medio de sujeción.
- b. **Soporte para instalaciones distintas a cables aéreos:** Para aquellas instalaciones de telecomunicaciones distintas a las mencionadas anteriormente, tales como cajas de control, gabinetes, armarios, mufas, cajas para fuentes de poder, medidores, small cells y otros dispositivos de telecomunicaciones fijas o móviles, o bien tubos de bajada utilizados para

¹ Para todos los efectos equivalente a la “Media Tensión en Distribución (MT)” definida en el numeral 2 del Artículo 1-5 de la NTDx.

llevar conductores, se entenderá como apoyo el sistema de sujeción física de no más de 6 centímetros lineales de un poste de distribución. El sistema de sujeción física corresponderá a la ferretería empleada en el adosamiento de la instalación de telecomunicación al poste.

Se considera que en cada poste podrá disponerse de uno o más apoyos, los que podrán corresponder a distintas empresas de telecomunicaciones.

El servicio se formaliza a través de un contrato de arriendo entre la distribuidora y la empresa de telecomunicaciones, lo cual considera, de parte de la distribuidora, la realización de un estudio de factibilidad técnica, la inspección del montaje y la administración del contrato.

Las actividades y elementos de costo a considerar en el presente servicio incluyen:

- a) Atención comercial, realización de estudios de factibilidad técnica, revisión de antecedentes técnicos para la determinación de la necesidad de obras adicionales e inspección final del montaje;
- b) Costos asociados a este servicio para efectos del cumplimiento de lo señalado en la Ley N° 21.172, RPTD N° 14 Apoyo en postes por terceros, y Oficio Circular electrónico N° 115090 de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, de fecha 02 de Mayo de 2022;
- c) La administración del contrato;
- d) Mayores costos de operación y mantenimiento de redes de baja y alta tensión de distribución, generados por la presencia de los apoyos; y,
- e) Disminución de vida útil de la postación con apoyo, provocada por la provisión de este servicio.

El servicio no incluye:

- La provisión, el montaje y el retiro de cables, u otros dispositivos adosados al poste distintos a los cables aéreos, el mantenimiento de los mismos ni los materiales necesarios para su prestación.
- En caso de estudios técnicos no se incluye la realización de i) estudios mecánicos, ii) definición de ubicación de tirantes y su dimensionamiento para redes de telecomunicaciones, iii) estudios que impliquen proyectos como cambios de postes por otros de mayor altura en cruces viales o adición de postes, iv) costos de la elaboración, ingeniería por adecuación de la red. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa distribuidora deberá entregar a los solicitantes de apoyos los antecedentes técnicos de sus instalaciones necesarios para la realización de dichos estudios.

Si el servicio requiere obras adicionales, éstas serán de cargo de la empresa de telecomunicaciones.

Las empresas de distribución acordarán con las empresas de telecomunicaciones que contraten este servicio, la periodicidad del pago, que en ningún caso podrá ser superior a un año.

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación será la cantidad de puntos de contacto en apoyos utilizados para telecomunicaciones, al final del año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Cu1 + Cu2$$

$$Cu1 = Ca1 + k1$$

$$Cu2 = Ca2 + k2$$

- Cu : Cargo unitario del servicio [\$/punto de contacto-año + \$/apoyo -año].
- Cu1 : Cargo unitario del servicio por punto de contacto [\$/punto de contacto -año].
- Ca1 : Proporción del Cargo fijo administrativo anual por punto de contacto [\$/punto de contacto -año].
- k1 : Proporción del canon anual por punto de contacto [\$/punto de contacto -año].
- Cu2 : Cargo unitario del servicio por apoyo [\$/apoyo -año].
- Ca2 : Proporción del cargo fijo administrativo anual por apoyo [\$/apoyo -año].
- K2 : Proporción del canon anual por apoyo [\$/apoyo -año].

Para la determinación del cargo, el Consultor deberá establecer una metodología para determinar la proporción que se asigne entre punto de contacto y apoyo.

2. ARRIENDO DE EMPALME

Arriendo de un empalme a solicitud del cliente contra el pago de un canon mensual o bimestral, según acuerdo entre el arrendatario y su proveedor, por un período mínimo de un año.

Se entenderá por empalme al conjunto de elementos que conectan una instalación interior a la red de distribución, incluidos los elementos de protección necesarios.

El servicio incluye:

- La instalación y la conexión a la red.

El servicio no incluye:

- Medidor o equipo de medida.
- Transformadores de corriente o tensión.
- Para el caso de empalmes subterráneos, los costos de rotura de pavimento ni de excavación de zanjas, previo a la instalación del empalme.
- Retiro del empalme.
- Costo de derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- Reposición de pavimentos.

En caso de fallas el prestador deberá reemplazar el empalme en el plazo máximo de 48 horas posteriores a la recepción del aviso. En caso que la falla sea atribuible al cliente, el reemplazo será de su cargo.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de potencia:

SUPTIPOS	RANGO DE POTENCIA
2.1 Monofásicos en B.T. aéreo	hasta 6 kVA tipo económico.

SUPTIPOS	RANGO DE POTENCIA
	hasta 6 kVA normal.
	mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA.
2.2 Monofásicos en B.T. subterráneo	hasta 6 kVA.
	mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA.
2.3 Trifásicos en B.T. aéreo	mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA.
	mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA.
2.4 Trifásicos en B.T. subterráneo	mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA.
	mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA.
2.5 Trifásicos en A.T. aéreo	mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA.
	mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA.

Se entenderá por empalme monofásico B.T. aéreo del tipo económico, aquel que se sustenta en postación emplazada en terreno no pavimentado, salvo que la norma constructiva de la empresa difiera de este criterio, en cuyo caso se deberá someter a la aprobación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante “SEC”, la correspondiente norma, antes de su aplicación tarifaria.

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de empalmes arrendados al final del año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Ac_i \times L + Co$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme-año].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme-año].

Ac: Cuota de amortización del empalme más otros cargos asociados por unidad de longitud del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad ‘i’ expresada en kVA conforme la tabla Subtipo-Rango de Potencia [\$/empalme-año-m].

L: Longitud del empalme [m].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales que no están asociados a la longitud del empalme [\$/empalme-año].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios 7, 9 y 22.

3. ARRIENDO DE MEDIDOR

Arriendo de un medidor a solicitud del cliente, conforme a los requerimientos tarifarios y normativos de éste y por un período mínimo de un año, contra el pago de un canon mensual o bimestral, según acuerdo entre el arrendatario y su proveedor.

El servicio debe garantizar la calidad de la medida y su continuidad.

El servicio incluye:

- La provisión, instalación, conexión, sincronización con el Sistema de Gestión y Calidad, en adelante "SGC", y puesta en funcionamiento del medidor a ser arrendado, según corresponda.
- La calibración y programación previa a la instalación del medidor.
- La verificación de la puesta en servicio.
- Equipos tales como equipo compacto de medida y transformadores de corriente o de tensión, en aquellos casos en que corresponda. Asimismo, por este concepto se debe considerar el block de prueba y otros elementos necesarios para la debida instalación y conexión de los equipos de medida.
- La reposición inmediata del medidor u otros equipos, ante eventuales desperfectos propios o por causas no imputables al cliente, en el plazo máximo de 5 días hábiles contados desde el momento que el cliente lo solicita. Sin embargo, para el caso de la reposición de equipos tales como transformadores de corriente, compactos de medida o celdas, el plazo de reposición será máximo de 20 días hábiles. En caso de que la falla sea atribuible al cliente, el reemplazo será de su cargo.
- La visita a terreno, si corresponde, en que se descargan los datos contenidos en el medidor y se instala un nuevo software implementado la modificación del período de punta o modificación de la entrada en vigencia de los horarios de invierno y/o verano.
- En el caso de unidad medida que forma parte del SMMC se deben considerar los elementos complementarios y necesarios para su funcionamiento.

El servicio no incluye:

- El retiro del medidor ni de otros equipos asociados a la medida.

Este servicio incorpora en su estructura de cargos las siguientes partidas de costos²:

- a) Cargo fijo de amortización del medidor y equipos de medida, según corresponda: considera para la demanda de diseño los costos de adquisición, calibración inicial, e instalación del medidor, equipos de medida y otros elementos necesarios para la debida instalación y conexión, en caso que corresponda.
- b) Otros costos operativos y administrativos: servicio de atención a clientes, clasificación y asignación de órdenes de trabajo y gastos generales.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de capacidad:

i. Medidor Electromecánico

SUBTIPO		RANGO DE CAPACIDAD
3.1	Monofásicos en B.T.	de hasta 10 Amperes.
		mayor de 10 A y de hasta 50 A .

² Los cargos fijos de amortización asociados al costo de instalación del medidor o equipos de transformación de medida, deben mantener coherencia conceptual y numérica con los valores definidos para el servicio 10 "Instalación y Retiro del Medidor".

SUBTIPO		RANGO DE CAPACIDAD
3.2	Trifásicos en B.T. sin indicación de demanda	de hasta 10 A .
		mayor de 10 A. y de hasta 50 A .
		mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
3.3	Trifásicos en B.T. con indicación de demanda	de hasta 10 A .
		mayor de 10 A. y de hasta 50 A .
		mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
		mayor de 150 A. y de hasta 300 A .

ii. Medidor Electrónico

SUBTIPO		RANGO DE CAPACIDAD
3.4	Monofásicos en B.T.	de hasta 10 Amperes .
		mayor de 10 A y de hasta 50 A .
3.5	Trifásicos en B.T. sin indicación de demanda	de hasta 10 A .
		mayor de 10 A. y de hasta 50 A .
		mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
3.6	Trifásicos en B.T. con indicación de demanda	de hasta 10 A .
		mayor de 10 A. y de hasta 50 A .
		mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
		mayor de 150 A. y de hasta 300 A .

iii. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, en adelante "SMMC"

SUBTIPO	
3.7	Monofásico
3.8	Trifásico menor
3.9	Trifásico mayor

iv. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
3.10	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
3.11	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de clientes con medidor o equipo de medida arrendado al final del año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Am_i + Ca + Co$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor-año].

- Ami: Cargo fijo de amortización del medidor o equipo de medida si corresponde. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en Amperes conforme la tabla anterior [\$/medidor-año].
- Ca: Cargo fijo administrativo [\$/medidor-año].
- Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/medidor-año].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios identificados en los numerales 6, 10, 16, 17, 18 y 19.

4. ATENCIÓN DE EMERGENCIA DE ALUMBRADO PÚBLICO

Mantenimiento correctivo de emergencia de alumbrado público a solicitud del cliente.

Consiste en un servicio de mantenimiento básico, que debe ser atendido en un plazo máximo de 12 horas desde el momento de su solicitud. Está orientado a reponer el servicio ante fallas del propio artefacto o luminaria, o su equipamiento asociado, mediante un simple reemplazo del elemento fallado.

El servicio incluye:

- La atención comercial y de reclamos en oficinas comerciales o cualquier otro sistema de atención, a fin de facilitar la recepción de avisos de desperfectos por parte de la Municipalidad, entidad administradora o el responsable del alumbrado público.

El servicio no incluye:

- Materiales o repuestos.
- Las reparaciones o trabajos en la red de distribución del alumbrado público.
- La atención de emergencias de alumbrado público ubicado a más de 8 metros de altura.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación será la cantidad de alumbrado público mantenido en emergencia en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Ch * H$$

- Cu: Cargo unitario del servicio [\$/atención].
- Ca: Cargo fijo administrativo [\$/atención].
- Co: Cargo operativo, asociado a costos variables sin incluir mano de obra ni materiales [\$/atención].
- Ch: Cargo por unidad de hora hombre [\$/atención-hh].
- H: Cantidad de horas hombres asociadas al servicio [hh].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios identificados en los numerales 11 y 12.

5. AUMENTO DE CAPACIDAD DE EMPALME

Este servicio consiste en la adecuación o el reemplazo de las protecciones del empalme a fin de posibilitar el aumento de la potencia disponible en el punto de suministro al cliente, a solicitud del mismo.

El servicio incluye:

- La conexión y desconexión del empalme a la red.
- La inspección del suministro cuando sea necesaria.
- Estudios técnicos.
- Trabajos necesarios de adecuación o reemplazo de las protecciones existentes por las de mayor capacidad, incluyendo la provisión de protecciones y materiales menores relacionados, a efectos de posibilitar una mayor capacidad de suministro.

El servicio no incluye:

- El medidor, compacto de medida u otros equipos de medida.
- El cambio de conductor del empalme existente.
- Materiales mayores tales como cajas o ductos.
- Los derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- Tramitación de la declaración interior ante la SEC, la cual debe ser efectuada previamente por el cliente y entregada por él al momento de solicitar el servicio.
- La rotura o reposición de pavimentos.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de potencia de un aumento de capacidad de empalme:

SUPTIPO		RANGO DE POTENCIA
5.1	Monofásicos en B.T. Aéreo	hasta 6 KVA tipo económico.
		hasta 6 KVA normal.
		mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
5.2	Monofásicos en B.T. Subterráneo	hasta 6 KVA.
		mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
5.3	Trifásicos en B.T. Aéreo	mayor de 6 KVA y hasta 20 kVA.
		mayor de 20 KVA y hasta 50 kVA.
5.4	Trifásicos en B.T. Subterráneo	mayor de 6 KVA y hasta 20 kVA.
		mayor de 20 KVA y hasta 50 kVA.
5.5	Trifásicos en A.T. Aéreo	mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
		mayor de 10 KVA y hasta 20 kVA.

Se entenderá por empalme monofásico BT aéreo del tipo económico, al señalado en el servicio identificado en el numeral 2, Arriendo de Empalme.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de aumentos de capacidad de empalmes, en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Ce + Cm_i + Co$$

- Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme].
Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme].
Ce: Cargo por estudios técnicos [\$/empalme].
Cm_i: Cargo por materiales utilizados o consumidos. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla anterior [\$/empalme].
Co: Cargo operativo, sin incluir materiales, pero incluyendo mano de obra [\$/empalme].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con el servicio identificado en el numeral 7.

6. CAMBIO O REEMPLAZO DE MEDIDOR

Retiro del medidor existente e instalación, en su reemplazo, de otro de iguales o de diferentes características, a solicitud del cliente y conforme a la modalidad tarifaria.

Este servicio es prestado a solicitud del cliente, o por la distribuidora en aquellos casos en que la normativa autorice dicho cambio.

El servicio incluye:

- La atención comercial.
- El cambio del medidor existente por otro de iguales o distintas características, siempre y cuando no implique el cambio de la caja del medidor ni su tipo de montaje.
- La desconexión y retiro del medidor existente.
- La instalación, conexión y precintado del nuevo medidor para su correcta puesta en funcionamiento, en cuyo caso se deberá realizar una verificación y programación del medidor nuevo, previo a su instalación. Además, incluye la sincronización con el SGC (ya sea de remoto o presencial), si corresponde.
- Verificación de la puesta en servicio, incluyendo una toma de lectura del medidor retirado y del nuevo instalado.

El servicio no incluye:

- El cambio de otros elementos asociados a la medida como protecciones o transformadores de corriente o tensión ni de cualquier otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a instalar.
- La reparación eventual de elementos del empalme.

El nuevo medidor puede ser provisto por el cliente o por la distribuidora a petición expresa del cliente.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de capacidad:

i. Medidor Electromecánico

SUBTIPO		RANGO DE CAPACIDAD
6.1	Monofásicos en B.T.	de hasta 10 Amperes. mayor de 10 A y de hasta 50 A .
6.2	Trifásicos en B.T. sin indicación de demanda	de hasta 10 A . mayor de 10 A. y de hasta 50 A . mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
6.3	Trifásicos en B.T. con indicación de demanda	de hasta 10 A . mayor de 10 A. y de hasta 50 A . mayor de 50 A. y de hasta 150 A . mayor de 150 A. y de hasta 300 A .

ii. Medidor Electrónico

SUBTIPO		RANGO DE CAPACIDAD
6.4	Monofásicos en B.T.	de hasta 10 Amperes. mayor de 10 A y de hasta 50 A .
6.5	Trifásicos en B.T. sin indicación de demanda	de hasta 10 A . mayor de 10 A. y de hasta 50 A . mayor de 50 A. y de hasta 150 A .
6.6	Trifásicos en B.T. con indicación de demanda	de hasta 10 A . mayor de 10 A. y de hasta 50 A . mayor de 50 A. y de hasta 150 A . mayor de 150 A. y de hasta 300 A .

iii. Unidad de medida que forma parte del SMMC

SUBTIPO	
6.7	Monofásico
6.8	Trifásico menor
6.9	Trifásico mayor

iv. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
6.10	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
6.11	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de cambios o reemplazos de medidores en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cm_i$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/reemplazo].

- Ca: Cargo fijo administrativo [\$/reemplazo].
- Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/reemplazo].
- Cm_i: Cargo por provisión de medidor, el que será aplicable sólo si el nuevo medidor es provisto por la empresa prestadora. Este cargo se establece para cada rango de capacidad “i” expresada en Amperes conforme la tabla anterior [\$/reemplazo].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios identificados en los numerales 3, 10, 13, 16, 17, 18 y 19.

7. CONEXIÓN O DESCONEXIÓN DE EMPALME A LA RED O ALUMBRADO PÚBLICO

Conexión o desconexión física de un empalme o alumbrado público a la red de distribución, a solicitud del cliente, requiriendo la coordinación de fecha y hora con el mismo, ajustándose a los plazos señalados en el artículo 111° del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1998, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Reglamento”.

El servicio incluye:

- Los costos de coordinación de la actividad con el cliente.
- Los costos de conexión o desconexión física del empalme o alumbrado público a la red.
- Los materiales necesarios para realizar el servicio.

El servicio no incluye:

- Las inspecciones previas.
- Instalación o retiro del empalme.
- Derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- Rotura y/o reposición de pavimentos.
- Para los subtipos de alta tensión, la provisión ni instalación de crucetas de derivación, aisladores ni piezas portafusibles en postes de la empresa distribuidora.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPO	
7.1	Monofásico B.T. aéreo
7.2	Monofásico B.T. subterráneo
7.3	Trifásico B.T. aéreo
7.4	Trifásico B.T. subterráneo
7.5	Trifásico A.T. aéreo
7.6	Trifásico A.T. subterráneo
7.7	Monofásico A.T. aéreo

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de conexiones o desconexiones de empalmes al año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cm$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/atención].
 Ca: Cargo fijo administrativo [\$/atención].
 Co: Cargo operativo, sin incluir materiales, pero incluyendo mano de obra [\$/atención].
 Cm: Cargo por materiales [\$/atención].

8. CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE SUBESTACIONES PARTICULARES

Desconexión física de una subestación particular de la red de distribución de alta tensión y su posterior reconexión, a solicitud del cliente.

El servicio incluye:

- Los costos de coordinación de la actividad con el cliente.
- Los costos de desconexión de la subestación particular y los de su posterior reconexión física a la red de distribución de AT, mediante la operación de los elementos de apertura o cierre disponibles.
- Los materiales necesarios para realizar el servicio y las inspecciones que corresponda.

El servicio no incluye:

- Rotura de pavimento.
- Excavación de zanjas.
- Reposición de pavimentos.
- Derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS	
8.1	Monofásico A.T. aéreo
8.2	Trifásico A.T. aéreo
8.3	Trifásico A.T. subterráneo

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de desconexiones y conexiones de subestaciones particulares en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cm$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/conexión y desconexión].
 Ca: Cargo fijo administrativo [\$/conexión y desconexión].
 Co: Cargo operativo, sin incluir materiales, pero incluyendo mano de obra [\$/conexión y desconexión].
 Cm: Cargo por materiales [\$/conexión y desconexión].

9. EJECUCIÓN O INSTALACIÓN DE EMPALMES

Servicio a solicitud del cliente, consistente en la construcción de un empalme eléctrico, constituido por el conjunto de elementos que conectan una instalación interior a la red de distribución, y su posterior instalación física. La instalación de este servicio tendrá un plazo máximo de ejecución de 15 días hábiles a contar de la fecha de contratación del servicio y la conexión del empalme estará sujeta a los plazos establecidos en la NTDx.

Particularmente para el caso de suministros en BT, el empalme estará constituido por la acometida, y la bajada hasta la caja de medición, incluyendo la instalación de ésta y la del interruptor termo magnético o del equipo de protección que corresponda.

El servicio incluye:

- La atención comercial.
- El presupuesto detallado correspondiente a las tareas que implica la ejecución o instalación de empalmes incluyendo, en caso que corresponda, postes de derivación, crucetas, aisladores y piezas portafusibles en postes de la empresa distribuidora, poste de recepción o pie rack.
- La instalación, la conexión y puesta en servicio del empalme.
- Los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.

El servicio no incluye:

- La instalación del medidor o equipo de medida.
- Transformadores de corriente o tensión.
- Poda necesaria para la construcción del empalme.
- Los derechos municipales, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles y otros derechos.
- Rotura y/o reposición de pavimentos.
- Para el caso de empalmes subterráneos, los costos de excavación de zanjas, previo a la instalación del empalme.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de potencia:

SUBTIPOS		RANGO DE POTENCIA
9.1	Monofásicos en B.T. aéreo	hasta 6 KVA tipo económico.
		hasta 6 KVA normal.
		mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
9.2	Monofásicos en B.T. subterráneo	hasta 6 KVA.
		mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
9.3	Trifásicos en B.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 20 kVA.
		mayor de 20 KVA y hasta 50 kVA.
		mayor de 50 KVA y hasta 100 kVA.
		mayor de 100 KVA y hasta 150 kVA.
		mayor de 150 KVA y hasta 350 kVA.
9.4	Trifásicos en B.T. subterráneo	mayor de 6 KVA y hasta 20 kVA.
		mayor de 20 KVA y hasta 50 kVA.
		mayor de 50 KVA y hasta 100 kVA.
		mayor de 100 KVA y hasta 150 kVA.
		mayor de 150 KVA y hasta 350 kVA.

9.5	Trifásicos en A.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA. mayor de 10 KVA y hasta 20 kVA.
9.6	Monofásicos en A.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA. mayor de 10 KVA y hasta 20 kVA.

Se entenderá por empalme monofásico BT aéreo del tipo económico, al señalado en el servicio individualizado en el numeral 2, Arriendo de Empalme.

El costo de conexión del empalme deberá guardar la debida consistencia con el del servicio individualizado en el numeral 7.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de empalmes instalados en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co_i + (Cl + Cc_i) * L$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme instalado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme instalado].

Co: Cargo operativo, incluye materiales y mano de obra que no depende de la longitud del conductor del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rangos de Potencia [\$/empalme instalado].

Cl: Costo mano de obra por unidad de longitud de empalme [\$/empalme instalado-m].

Cc: Costo del conductor del empalme por unidad de longitud. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rangos de Potencia [\$/empalme instalado-m].

L: Longitud del empalme [m].

10. INSTALACIÓN O RETIRO DE MEDIDOR

Instalación o retiro (desinstalación) físico del medidor a solicitud del cliente o por la distribuidora en aquellos casos en que la normativa lo autorice. Incluye la conexión o desconexión del medidor, según corresponda y la programación del medidor en caso de ser requerido.

Para el caso de la instalación de medidor y dependiendo de la modalidad en que se preste:

El servicio incluye:

- Modalidad 1: Incluye las actividades de adosamiento del medidor a un medio de sujeción, la conexión del medidor al empalme y la puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.
- Modalidad 2: La conexión del medidor al empalme y la puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.
- Modalidad 3: La puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde.

- Equipos de medida tales como equipo compacto de medida y transformadores de corriente o de tensión, en aquellos casos en que corresponda. Asimismo, por este concepto se debe considerar el block de prueba, espaciadores para correcta visualización del display y otros elementos necesarios para la debida instalación y conexión de los equipos de medida.
- En el caso de unidad medida que forma parte del SMMC se deben considerar los elementos complementarios y necesarios para su funcionamiento.

El servicio no incluye:

- En el caso de la instalación de medidor, la provisión del medidor y equipos de medida de ser necesario, el cual puede ser aportado por el cliente o por la empresa a expresa solicitud del cliente.

Para el caso del retiro del medidor, o equipo de medida, siendo estos de propiedad del cliente, serán entregados al usuario quedando esta situación formalizada en un acta.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

i. Medidor Electromecánico

SUBTIPOS	
10.1	Medidor monofásico
10.2	Medidor trifásico
10.3	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima

ii. Medidor Electrónico

SUBTIPOS	
10.4	Medidor monofásico
10.5	Medidor trifásico
10.6	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima

iii. Unidad de Medida que forma parte del SMMC

SUBTIPO	
10.7	Monofásico
10.8	Trifásico menor
10.9	Trifásico mayor

iv. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
10.10	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
10.11	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de medidores o equipos de medida instalados o retirados al año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/instalación] o [\$/retiro].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/instalación] o [\$/retiro].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/instalación] o [\$/retiro].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios identificados en los numerales 3, 6, 13, 16, 17, 18 y 19.

11. INSTALACIÓN O CAMBIO DE ALUMBRADO PÚBLICO QUE SE ENCUENTRE ADOSADO EN POSTES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Instalación o cambio de alumbrado público soportado en poste de una empresa distribuidora, a solicitud del cliente.

Consiste en un servicio de instalación de un nuevo alumbrado público o bien, el reemplazo de uno existente por otro de iguales características e igual sistema de sujeción mecánica.

También es aplicable al cambio o instalación de un artefacto de alumbrado público, a solicitud de la Municipalidad o entidad administradora o responsable del alumbrado público, a la empresa distribuidora. Este servicio tendrá un plazo máximo de ejecución de 5 días hábiles a contar de la fecha de la solicitud del cliente.

El servicio incluye:

- El presupuesto detallado correspondiente a las tareas que implica la instalación o cambio de alumbrado público adosado en postes de la empresa distribuidora.
- La ejecución física del cambio o instalación de alumbrado.
- La conexión del alumbrado público a su respectivo empalme.
- Las inspecciones que correspondan.
- La atención comercial y de reclamos en oficinas comerciales o cualquier otro sistema de atención, a fin de facilitar la recepción de avisos de desperfectos por parte de la Municipalidad, entidad administradora o el responsable del alumbrado público.

El servicio no incluye:

- Las instalaciones o cambios de alumbrados a más de 8 metros de altura.

- El costo de los elementos a instalar o cambiar los que podrán ser provistos por el cliente, o por la empresa proveedora del servicio a petición expresa del cliente, salvo aquellos materiales menores necesarios para el montaje o reemplazo.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS	
11.1	Instalación de un artefacto de alumbrado público
11.2	Cambio de un artefacto de alumbrado público por otro del mismo tipo

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de alumbrado público cambiados o instalados en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Ch * H$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/instalación] o [\$/cambio].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/instalación] o [\$/cambio].

Co: Cargo operativo sin incluir mano de obra ni materiales [\$/instalación] o [\$/cambio].

Ch: Cargo operativo por unidad de hora hombre [\$/instalación-hh] o [\$/cambio-hh].

H: Cantidad de horas hombres asociadas al servicio [hh].

12. MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO QUE SE ENCUENTRE ADOSADO EN POSTES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Mantenimiento correctivo de alumbrado público que se encuentre adosado a postes de la empresa distribuidora, a solicitud del cliente.

Consiste en un servicio de mantenimiento básico, orientado a reponer el servicio ante fallas del propio artefacto o luminaria, o su equipamiento asociado, mediante un simple reemplazo de componentes del alumbrado público fallados. El plazo máximo de ejecución del servicio desde el momento de la recepción de la solicitud es de 48 horas.

El servicio incluye:

- La atención comercial y de reclamos en oficinas comerciales o cualquier otro sistema de atención, a fin de facilitar la recepción de avisos de desperfectos por parte de la Municipalidad, la entidad administradora o el responsable del alumbrado público.

El servicio no incluye:

- Materiales o repuestos.
- Las reparaciones o trabajos en la red de distribución del alumbrado público.

- La atención de emergencia del alumbrado público ubicado a más de 8 metros de altura.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación será la cantidad de atenciones de mantenimiento de alumbrado público en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Ch * H$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/atención].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/atención].

Co: Cargo operativo, sin incluir mano de obra ni materiales [\$/atención].

Ch: Cargo por unidad de hora hombre [\$/atención-hh].

H: Cantidad de horas hombres asociadas al servicio [hh].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con el servicio 11.

13. MANTENIMIENTO DE MEDIDOR DE PROPIEDAD DEL CLIENTE

Consiste en la inspección en terreno del medidor electromecánico de propiedad del cliente a solicitud de éste con el objeto de diagnosticar el error de medida, repararlo, calibrarlo de ser necesario y acondicionarlo en caso que el medidor haya sido dañado. En el caso del medidor electrónico, el servicio consiste en una visita a terreno a solicitud del cliente con el objeto de reemplazar la batería del equipo. En el caso de las Unidades de Medida, el servicio consiste en una visita a terreno a solicitud del cliente con el objeto de reemplazar elementos consumibles para el correcto funcionamiento del medidor, tales como: conexión del medidor, batería, conexiones con el modem, reemplazo de SIM de telecomunicaciones o reemplazo de modem de comunicación, si corresponde.

El servicio incluye:

- La calibración en terreno del medidor electromecánico con el fin de minimizar su error de medida en consistencia con la tolerancia máxima establecida en la reglamentación vigente.
- El reemplazo temporal del medidor, en caso de ser necesario, el cual debe ser provisto por la distribuidora.
- El costo de verificación y, para el caso de medidores electromecánicos y Unidades de Medida que forman parte del SMMC, la calibración del medidor del cliente en terreno, si corresponde.
- El costo de elementos consumibles para el correcto funcionamiento del medidor, si corresponde.
- En el caso de unidad medida que forma parte del SMMC se deben considerar los elementos complementarios y necesarios para su funcionamiento.

El servicio no incluye:

- En la definición del servicio no debe incluirse la provisión del medidor por parte de la empresa distribuidora cuando no es posible calibrar y/o reparar el medidor.
- La calibración del medidor cuya medida se encuentre dentro de la tolerancia máxima establecida en la reglamentación vigente.
- Certificación por un organismo o laboratorio de certificación autorizado.

El Consultor deberá calcular el costo de la verificación del medidor mediante una estimación que considere que dicho servicio se presta en condiciones tales que se cubren eficientemente los costos variables de proveerlo, privilegiando en todo momento la realización de las actividades de mantenimiento en terreno, considerando que la empresa modelo ya ha sido dimensionada conforme al numeral 1) del documento técnico: “Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución”.

Los conceptos involucrados en el servicio son:

- a) Labores de supervisión eficiente en terreno de los trabajos realizados por el organismo o laboratorio de certificación autorizado.
- b) Labores de verificación y certificación en terreno.
- c) Labores de acondicionamiento y calibración para medidores electromecánicos.
- d) Reemplazo temporal del medidor del cliente en caso de ser necesario.
- e) Reemplazo de elementos consumibles para el correcto funcionamiento del medidor, si corresponde.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

i. Medidor Electromecánico

SUBTIPOS	
13.1	Medidor monofásico
13.2	Medidor trifásico
13.3	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima
13.4	Medidor trifásico con tarifa horaria

ii. Medidor Electrónico

SUBTIPOS	
13.5	Medidor monofásico
13.6	Medidor trifásico
13.7	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima
13.8	Medidor trifásico con tarifa horaria

iii. Unidad de medida que forma parte del SMMC

SUBTIPO	
13.9	Monofásico
13.10	Trifásico menor
13.11	Trifásico mayor

- iv. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
13.12	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
13.13	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

En el caso de unidad medida que forma parte del SMMC se deben considerar los elementos complementarios y necesarios para su funcionamiento.

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de medidores particulares mantenidos al final del año a solicitud del cliente.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cm + Clab$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor-año].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/atención].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/medidor-año].

Cm: Cargo por provisión temporal del medidor, cuando corresponda [\$/medidor-año].

Clab: Cargo por verificación, certificación del correcto funcionamiento y calibración del medidor del cliente [\$/medidor verificado].

El cargo Clab debe considerar precios de mercado de laboratorios que prestan el servicio respectivo.

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios individualizados en los numerales 3, 6, 10, 16, 17, 18 y 19.

14. RETIRO O DESMANTELAMIENTO DE EMPALMES

Desmantelamiento o retiro físico del empalme de un cliente, a solicitud del mismo.

El servicio incluye:

- La atención comercial, la desconexión a la red, el desmantelamiento y retiro físico del empalme, constituido por la acometida y, cuando corresponda, la bajada hasta la caja de medición.
- Los materiales y accesorios necesarios para la ejecución del servicio.
- El retiro de la caja de medición y de todos los elementos que en ella estén alojados.

El servicio no incluye:

- Los costos por los derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos, rotura y reposición de pavimentos, inspecciones previas, y traslado de materiales desmantelados a una dirección distinta a la del suministro.
- El retiro del medidor.

- Para el caso de empalmes subterráneos, los costos de excavación de zanjas, previo al desmantelamiento del empalme.
- Terminaciones de la construcción de propiedad del cliente.

El costo de desconexión del empalme deberá guardar la debida consistencia con el del servicio individualizado en el numeral 7.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS	
14.1	Monofásico B.T. aéreo
14.2	Monofásico B.T. subterráneo
14.3	Trifásico B.T. aéreo
14.4	Trifásico B.T. subterráneo
14.5	Trifásico A.T. aéreo
14.6	Trifásico A.T. subterráneo
14.7	Monofásico A.T. aéreo

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de empalmes desmantelados o retirados al año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cl * L$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/retiro o desmantelamiento empalme].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/retiro o desmantelamiento empalme].

Co: Cargo operativo, incluye materiales y mano de obra que no depende de la longitud del conductor del empalme [\$/retiro o desmantelamiento empalme].

Cl: Cargo operativo por unidad de longitud de empalme [\$/retiro o desmantelamiento empalme-m].

L: Longitud del empalme [m].

15. REVISIÓN Y APROBACIÓN DE PROYECTOS Y PLANOS ELÉCTRICOS, EN EL CASO QUE SE REFIERE EL N° 1 DEL ARTÍCULO 127 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Revisión y aprobación de proyectos y/o planos de extensión de redes eléctricas a fin de posibilitar la habilitación de un nuevo suministro de un cliente.

Este servicio se presta a solicitud del cliente, y contempla una revisión y aprobación de la documentación técnica exigida por la empresa distribuidora para la solicitud de extensión de redes eléctricas.

Este servicio tendrá un plazo máximo de ejecución de 15 días hábiles a contar de la fecha de la solicitud del cliente.

El servicio incluye:

- Como máximo, dos instancias de revisión de un mismo proyecto o plano eléctrico previo a la aprobación.

El servicio no incluye:

- Inspecciones.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS	
15.1	Proyectos y/o planos de B.T.
15.2	Proyectos y/o planos de A.T.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de proyectos y/o planos aprobados en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Cr * H$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/proyectos y/o planos aprobados].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/proyectos y/o planos aprobados].

Cr: Cargo operativo por hora de revisión [\$/proyectos y/o planos aprobados-hh].

H: Cantidad de horas de revisión asociadas al servicio [hh].

16. VERIFICACIÓN DE LECTURA DEL MEDIDOR SOLICITADA POR EL CLIENTE

Lectura en terreno, si corresponde, del medidor de un cliente y su comparación con la lectura que dio origen al reclamo.

Este servicio se presta a solicitud del cliente e incluye el estudio de consumos necesario para determinar si la lectura cuestionada por el cliente es correcta o no. La fecha y hora de prestación de este servicio deberá ser acordada con el cliente, sin perjuicio que este servicio tendrá un plazo máximo de ejecución de 15 días hábiles a contar de la fecha de la solicitud del cliente.

El servicio no incluye:

- Verificación del funcionamiento del medidor ni revisión de las instalaciones o su conexión.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos de lectura:

- Medidor Electromecánico

SUBTIPOS	
16.1	Sólo energía
16.2	Energía y demanda con o sin tramos horarios

ii. Medidor Electrónico

SUBTIPOS	
16.3	Sólo energía
16.4	Energía y demanda con o sin tramos horarios

iii. Unidad de medida que forma parte del SMMC

SUBTIPO	
16.5	Monofásico
16.6	Trifásico menor
16.7	Trifásico mayor

iv. Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
16.8	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
16.9	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de verificaciones de lecturas en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Cl$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/verificación].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/verificación].

Cl: Cargo operativo de lectura [\$/verificación].

17. VERIFICACIÓN DE MEDIDOR EN LABORATORIO

Este servicio consiste en la verificación en laboratorio, certificada por un organismo o laboratorio de certificación autorizado, del correcto funcionamiento del medidor de un cliente, a solicitud del mismo.

El servicio incluye:

- Un primer reemplazo del medidor existente por otro provisorio, para su envío a un organismo o laboratorio de certificación autorizado y el posterior reemplazo del medidor provisorio por el verificado en el laboratorio.
- El costo de las tomas de lectura del medidor de reemplazo y del verificado.
- El costo de arriendo del medidor provisorio por un plazo máximo de 15 días corridos, contados desde el primer reemplazo.
- La desconexión, conexión y puesta en funcionamiento, incluyendo la sincronización con el SGC (ya sea remota o presencial), si corresponde, del medidor en ambas oportunidades, sin costo adicional.

El servicio no incluye:

- El cobro por verificación, certificación del correcto funcionamiento y calibración del medidor del cliente, efectuado por un organismo o laboratorio de certificación autorizado.

Si producto del diagnóstico se verifica que el equipo presenta fallas irreparables, éste deberá ser reemplazado por el cliente en un plazo máximo de 10 días hábiles siguientes a la emisión del certificado entregado por el organismo o laboratorio de certificación autorizado o el cliente podrá solicitar a la concesionaria el servicio de Arriendo de Medidor, dentro del plazo establecido anteriormente.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS DE MEDIDOR	
17.1	Monofásico Electromecánico
17.2	Trifásico Electromecánico
17.3	Electrónico
17.4	Electrónico Programable
17.5	Unidad de medida que forma parte del SMMC
17.6	Unidad de medida que forma parte del STE

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de verificaciones en laboratorio, de medidores retirados, realizadas en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Cr + Clab$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor verificado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/medidor verificado].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/medidor verificado].

Cr: Cargo por alquiler del medidor de reemplazo [\$/medidor verificado].

Clab: Cargo por verificación, certificación del correcto funcionamiento y calibración del medidor del cliente, efectuado por un organismo o laboratorio de certificación autorizado [\$/medidor verificado].

El cargo Clab debe considerar precios de mercado de laboratorios que prestan el servicio respectivo.

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios individualizados en los numerales 3, 6 y 10.

18. VERIFICACIÓN DE MEDIDOR EN TERRENO

Verificación en terreno, si corresponde, certificada por organismo o laboratorio de certificación autorizado, del correcto funcionamiento del medidor de un cliente, a solicitud del mismo.

Este servicio tendrá un plazo máximo de ejecución de 15 días hábiles a contar de la fecha de la solicitud del cliente.

El servicio incluye:

- Una revisión del medidor a verificar.
- La coordinación y supervisión de los trabajos en terreno.

El servicio no incluye:

- El cobro por verificación, certificación del correcto funcionamiento y calibración del medidor del cliente, efectuado por un organismo o laboratorio de certificación autorizado.

Si producto del diagnóstico se verifica que el equipo presenta fallas irreparables, éste deberá ser reemplazado por el cliente en un plazo máximo de 10 días hábiles siguientes a la emisión del certificado entregado por el organismo o laboratorio de certificación autorizado o el cliente podrá solicitar a la concesionaria el servicio de Arriendo de Medidor, dentro del plazo establecido anteriormente.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPOS DE MEDIDOR	
18.1	Monofásico Electromecánico
18.2	Trifásico Electromecánico
18.3	Electrónico
18.4	Electrónico Programable
18.5	Unidad de medida que forma parte del SMMC
18.6	Unidad de medida que forma parte del STE

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de verificaciones de medidores en terreno, realizadas en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co + Clab$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor verificado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/medidor verificado].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/medidor verificado].

Clab: Cargo por verificación, certificación del correcto funcionamiento y calibración del medidor del cliente, efectuado por un organismo o laboratorio de certificación autorizado [\$/medidor verificado].

El cargo Clab debe considerar precios de mercado de laboratorios que prestan el servicio respectivo.

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios individualizados en los numerales 3, 6, 10, 13, 16, 17 y 19.

19. REPROGRAMACIÓN DE MEDIDORES ELÉCTRICOS

Este servicio se presta a solicitud del cliente, ya sea por cambio de opción tarifaria, aumentos o disminución de capacidad, entre otros, y consiste en una visita a terreno, si corresponde, en que se descargan los datos contenidos en el medidor y se configura un nuevo software implementado con la modificación del período de punta o modificación de la entrada en vigencia de los horarios de invierno y/o verano.

El servicio incluye:

- Configuración de nuevo software para modificar el período de punta o modificación de la entrada en vigencia de los horarios de invierno y/o verano.
- La coordinación y supervisión de los trabajos en terreno.

Este servicio podrá ser provisto a los clientes con Medidor Electromecánico, Medidor Electrónico o Unidad de medida que forma parte del SMMC y que posean alguna de las opciones tarifarias con lectura horaria que emanan de las disposiciones establecidas en los artículos 120 y 187 de la LGSE:

Estarán sujetos a fijación de precios los siguientes subtipos:

SUBTIPOS DE MEDIDOR	
19.1	Electromecánico
19.2	Electrónico
19.3	Unidad de medida que forma parte del SMMC
19.4	Unidad de medida que forma parte del STE

Para cada uno de los subtipos antes señalados se debe subdividir entre medición directa, semidirecta (solo transformadores de corriente) e indirecta, según corresponda.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación será la cantidad de reprogramación de medidores realizadas en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor reprogramado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/medidor reprogramado].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales [\$/medidor reprogramado].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios individualizados en los numerales 3, 6, 10, 13, 16, 17 y 18.

20. REUBICACIÓN DE EMPALMES Y EQUIPOS DE MEDIDA

Este servicio consiste en el traslado físico de empalmes eléctricos (acometida y bajada) y/o equipos de medida monofásicos o trifásicos, aéreos o subterráneos de cualquier capacidad, de clientes de baja o alta tensión en distribución, constituidos por el conjunto de elementos que conectan una instalación interior a la red de distribución, según requerimiento del cliente.

Culmina dejando el nuevo empalme y/o el equipo de medida plenamente operativo y conectado a la red de distribución eléctrica dentro del domicilio del cliente.

Particularmente para el caso de suministros en BT, el empalme estará constituido por la acometida y la bajada hasta la caja de medición, incluyendo la instalación de ésta y la del interruptor termo magnético o del equipo de protección que corresponda.

El servicio incluye:

- Modalidad 1: Incluye reubicación del empalme y equipo de medida, así como los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.
- Modalidad 2: Incluye reubicación del empalme, así como los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.
- Modalidad 3: Incluye reubicación del equipo de medida, así como los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.
- Se entiende como equipo de medida al medidor y, en caso que corresponda, se considera adicionalmente equipos transformadores de medida tales como equipo compacto de medida, transformadores de corrientes o de voltaje, así como, aquellos elementos necesarios para una adecuada reubicación.

El servicio no incluye:

- Los derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos, rotura y/o reposición de pavimentos.
- Para el caso de empalmes subterráneos, los costos de excavación de zanjas, previos a la instalación del empalme.

Para reubicación de equipos de medida estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

a) Medidor Electromecánico

SUBTIPOS	
20.7	Medidor monofásico
20.8	Medidor trifásico
20.9	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima

b) Medidor Electrónico

SUBTIPOS	
20.10	Medidor monofásico
20.11	Medidor trifásico
20.12	Medidor trifásico con indicador de demanda máxima

c) Unidad de medida que forma parte del SMMC

SUBTIPO	
20.13	Monofásico
20.14	Trifásico menor
20.15	Trifásico mayor

d) Unidad de medida que forma parte de los Sistemas de Transferencias Económicas, en adelante "STE"

SUBTIPO	
20.16	Cliente Libres de Baja Potencia (hasta a 1,5 MW)
20.17	Cliente Libres (sobre 1,5 MW)

Para reubicación de empalmes estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos:

SUBTIPO		RANGO DE POTENCIA
20.1	Monofásicos en BT aéreo	Hasta 6 kVA tipo económico
		Hasta 6 kVA normal
		Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
20.2	Monofásicos en BT subterráneo	Hasta 6 kVA
		Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
20.3	Trifásicos en BT aéreo	Mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA
		Mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA
		Mayor de 50 kVA y hasta 100 kVA
		Mayor de 100 kVA y hasta 150 kVA
		Mayor de 150 kVA y hasta 350 kVA
20.4	Trifásico en BT subterráneo	Mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA
		Mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA
		Mayor de 50 kVA y hasta 100 kVA
		Mayor de 100 kVA y hasta 150 kVA
		Mayor de 150 kVA y hasta 350 kVA
20.5	Trifásicos en AT aéreo	Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
		Mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA
20.6	Monofásicos en AT aéreos	Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
		Mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación será la cantidad de empalmes y/o equipos de medida reubicados en el año, en función de sus modalidades.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co_i + (Cl + CC_i) * L$$

- Cu: Cargo unitario del servicio [\$/reubicación].
 Ca: Cargo fijo administrativo [\$/reubicación].
 Coi: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales que no dependen de la longitud del conductor del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad i, expresada en kVA, conforme la tabla Subtipo-Rango y para cada tipo y subtipo de medidor [\$/reubicación].
 Cl: Costo mano de obra por unidad de longitud de empalme [\$/empalme reubicado-m].
 Cci: Costo del conductor del empalme por unidad de longitud. Este cargo se establece para cada rango de capacidad i expresada en kVA, conforme la tabla subtipo-rango de potencia [\$/empalme reubicado-m].
 L: Longitud del empalme [m].

El costo de reubicación de empalme deberá guardar la debida consistencia con los servicios individualizados en los numerales 7, 9 y 14.

El costo de reubicación de los equipos de medida deberá guardar la debida consistencia con los servicios individualizados en los numerales 6 y 10.

21. CAMBIO DE ACOMETIDA POR CONCÉNTRICO

Este servicio consiste en el reemplazo total del conductor que se extiende desde la red del distribuidor eléctrico hasta el medidor del cliente. Comprende la readecuación de la acometida existente por concéntrico, dejando el empalme operativo y conectado a la red de distribución, según requerimiento del cliente.

El servicio incluye:

- El conductor que forma parte de la acometida y la bajada hasta la caja de medición.
- Considera materiales, maquinaria y accesorios necesarios para la ejecución.

El servicio no incluye:

- La caja de medición y el interruptor termo magnético o del equipo de protección que corresponda.

Estarán sujetos a fijación de tarifas, los siguientes subtipos:

SUBTIPOS	
21.1	Cambio de una acometida fase neutro a concéntrico
21.2	Cambio de una acometida concéntrico a concéntrico

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de cambios de acometida por concéntrico al año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Coi + (Cl + Cci) * L$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/cambio de acometida a concéntrico].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/cambio de acometida a concéntrico].

- Coi: Cargo operativo, incluye materiales y mano de obra que no depende de la longitud de la acometida [\$/cambio de acometida a concéntrico].
- Cl: Costo mano de obra por unidad de longitud de la acometida [\$/cambio de acometida a concéntrico].
- Cci: Costo del conductor del empalme por unidad de longitud de la acometida [\$/cambio de acometida a concéntrico].
- L: Longitud de la acometida [m].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con los servicios individualizados en los numerales 7 y 14.

22. REPARACIÓN DE EMPALMES

Este servicio consiste en el reemplazo de todos los elementos constitutivos del empalme, que hayan sido dañados producto de actos de responsabilidad del cliente.

Es prestado a solicitud del cliente y en sus instalaciones, necesitando la autorización del distribuidor. El servicio culmina dejando el empalme plenamente operativo y conectado a la red de distribución eléctrica.

Conforme a la normativa, debe tratarse de un daño producido al empalme dentro de la propiedad del cliente. Para todo otro daño al empalme ocurrido en la vía pública, es de responsabilidad de la respectiva empresa distribuidora su reparación.

Este servicio incluye la desconexión, conexión, y puesta en servicio del empalme, así como los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.

Estarán sujetos a fijación de precios los siguientes subtipos y rangos de potencia:

SUBTIPO		RANGO DE POTENCIA
22.1	Monofásicos en BT aéreo	Hasta 6 kVA tipo económico
		Hasta 6 kVA normal
		Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
22.2	Monofásicos en BT subterráneo	Hasta 6 kVA
		Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
22.3	Trifásicos en BT aéreo	Mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA
		Mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA
		Mayor de 50 kVA y hasta 100 kVA
		Mayor de 100 kVA y hasta 150 kVA
		Mayor de 150 kVA y hasta 350 kVA
22.4	Trifásico en BT subterráneo	Mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA
		Mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA
		Mayor de 50 kVA y hasta 100 kVA
		Mayor de 100 kVA y hasta 150 kVA
		Mayor de 150 kVA y hasta 350 kVA
22.5	Trifásicos en AT aéreo	Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
		Mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA
22.6	Monofásicos en AT aéreos	Mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA
		Mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de reparaciones de empalmes al año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co_i + (Cl + Cc_i) * L$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme reparado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme reparado].

Co_i: Cargo operativo, incluye materiales y mano de obra que no depende de la longitud del conductor del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla Subtipos - Rangos de Potencia [\$/empalme reparado].

Cl: Costo mano de obra por unidad de longitud de empalme [\$/empalme reparado-m].

Cc_i: Costo del conductor del empalme por unidad de longitud. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla Subtipos - Rangos de Potencia [\$/empalme reparado-m].

L: Longitud del empalme [m].

Para todos estos subtipos, el costo de reparación del empalme deberá guardar la debida consistencia con los servicios individualizados en los numerales 2, 7 y 9.

23. ARRIENDO DE EMPALME PROVISORIO

Arriendo de un empalme provisorio a solicitud del cliente contra el pago de un canon mensual, según acuerdo entre el arrendatario y su proveedor.

Se entenderá por empalme eléctrico provisorio, al conjunto de elementos que conecta una carga a la red de distribución, incluidos los elementos de protección necesarios.

El servicio incluye:

- La instalación y la conexión a la red.
- El retiro y la desconexión a la red luego de transcurrido el plazo de arriendo.

El servicio no incluye:

- Medidor o equipo de medida.
- Transformadores de corriente o tensión.
- Costo de derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- Reposición de pavimentos.

En caso de fallas el prestador deberá reemplazar el empalme en el plazo máximo de 48 horas posteriores a la recepción del aviso. En caso que la falla sea atribuible al cliente, el reemplazo será de su cargo.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos, rangos de potencia y largo de empalme:

SUPTIPOS	RANGO DE POTENCIA
23.1 Monofásicos en B.T. aéreo	hasta 6 kVA tipo económico.
	hasta 6 kVA normal.
	mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA.
23.2 Trifásicos en B.T. aéreo	mayor de 6 kVA y hasta 20 kVA.
	mayor de 20 kVA y hasta 50 kVA.
23.3 Trifásicos en A.T. aéreo	mayor de 6 kVA y hasta 10 kVA.
	mayor de 10 kVA y hasta 20 kVA.

Se entiende por empalme provisorio, aquel que es solicitado para un plazo menor a 12 meses. Sin perjuicio de lo anterior, y sólo para efectos de su valorización, el Consultor deberá determinar fundadamente un plazo representativo.

Se entenderá por empalme monofásico B.T. aéreo del tipo económico, al señalado en el servicio N°2, Arriendo de Empalme.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de empalmes provisorios arrendados en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Ac_i * L + Co$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme-mensual].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme-mensual].

Ac: Cuota de amortización del empalme más otros cargos asociados por unidad de longitud del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla Subtipo-Rango de Potencia [\$/empalme-mensual-m].

L: Longitud del empalme [m].

Co: Cargo operativo, incluye mano de obra y materiales que no están asociados a la longitud del empalme [\$/empalme-mensual].

Las componentes de costos de este servicio deberán mantener consistencia en los ítems que corresponda con el servicio individualizado en el numeral 24.

24. EJECUCIÓN O INSTALACIÓN DE EMPALMES PROVISORIOS

Servicio a solicitud del cliente, consistente en la construcción, instalación y retiro de un empalme eléctrico provisorio, constituido por el conjunto de elementos que conectan una carga a la red de distribución.

Particularmente para el caso de suministros en BT, el empalme estará constituido por la acometida y la bajada hasta la caja de medición, incluyendo la instalación de ésta y la del interruptor termo magnético o del equipo de protección que corresponda.

El servicio incluye:

- La atención comercial.
- El presupuesto detallado correspondiente a las tareas que implica la ejecución o instalación de empalmes provisorios.
- La instalación, la conexión y puesta en servicio del empalme provisorio.
- Los materiales y accesorios necesarios para su ejecución.
- La maquinaria, las horas hombre, desarrollo del proyecto, montaje y construcción.
- El retiro del empalme provisorio.

El servicio no incluye:

- La instalación del medidor o equipo de medida.
- Transformadores de corriente o tensión.
- Los derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- Rotura y/o reposición de pavimentos.

Estarán sujetos a fijación de tarifas los siguientes subtipos y rangos de potencia:

SUBTIPOS		RANGO DE POTENCIA
24.1	Monofásicos en B.T. aéreo	hasta 6 KVA tipo económico.
		hasta 6 KVA normal.
		mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
24.2	Trifásicos en B.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 20 kVA.
		mayor de 20 KVA y hasta 50 kVA.
		mayor de 50 KVA y hasta 100 kVA.
		mayor de 100 KVA y hasta 150 kVA.
		mayor de 150 KVA y hasta 350 kVA.
24.3	Trifásicos en A.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
		mayor de 10 KVA y hasta 20 kVA.
24.4	Monofásicos en A.T. aéreos	mayor de 6 KVA y hasta 10 kVA.
		mayor de 10 KVA y hasta 20 kVA.

Se entiende por empalme provisorio, aquel que es solicitado para un plazo menor a 12 meses.

Se entenderá por empalme monofásico BT aéreo del tipo económico, al señalado en el servicio 2, Arriendo de Empalme.

El costo de conexión del empalme deberá guardar la debida consistencia con el del servicio 23.

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de empalmes provisorios instalados en el año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + Co_i + (Cl + Cc_i) * L$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme instalado].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme instalado].

- Co: Cargo operativo, incluye materiales y mano de obra que no depende de la longitud del conductor del empalme. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rangos de Potencia [\$/empalme instalado].
- Cl: Costo mano de obra por unidad de longitud de empalme [\$/empalme instalado-m].
- Cc: Costo del conductor del empalme por unidad de longitud. Este cargo se establece para cada rango de capacidad 'i' expresada en kVA conforme la tabla de Subtipo y Rangos de Potencia [\$/empalme instalado-m].
- L: Longitud del empalme [m].

C. OTRAS CONSIDERACIONES

Las siguientes consideraciones deberán ser incorporadas a las definiciones y alcances entregados:

- Para cualquiera de los servicios indicados, quien ofrezca alguno de ellos, deberá proveer de la atención comercial y de reclamos en oficinas comerciales o cualquier otro sistema de atención debidamente establecido.
- En el caso de aquellos servicios con un plazo máximo de tiempo para su prestación y que requieren indispensablemente de la presencia del cliente, la empresa prestadora y el cliente deberán coordinarse a efectos de su cumplimiento.
- Con el objeto de garantizar la calidad de la prestación, el organismo o laboratorio de certificación autorizado (OLCA) por la SEC debe estar acreditado y homologado con un sistema de gestión de calidad conforme a la norma internacional ISO 9001-2000 o a la norma chilena NCH ISO 17.025, o la que la reemplace.
- Para el caso del servicio 17, en los casos donde no exista un OLCA en la misma ciudad, será el Consultor el que defina la solución óptima.

La empresa prestadora podrá solicitar al cliente, para efectos de prestar el servicio respectivo, la autorización del propietario de las instalaciones que sean afectadas en virtud de la prestación del servicio solicitado.

REF: Aprueba Informe Técnico Corregido que fija la Tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Santiago, 19 de enero de 2023

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 20

VISTO:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9º del D.L. Nº 2.224, de 1978, y sus modificaciones, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la "Comisión";
- b) Lo establecido en el artículo 182 bis del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones, en adelante e indistintamente la "Ley" o la "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 152, de 14 de marzo de 2022, que Llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", en adelante "Resolución CNE Nº 152";
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE Nº 253, de 12 de abril de 2022, que Adjudica licitación ID 610-3-LE22 para elaboración del estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", en adelante "Resolución CNE Nº 253";
- e) Lo dispuesto en el Informe Final correspondiente al estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", preparado para la Comisión Nacional de Energía por la consultora Inversiones Maquieira Caro Ltda., recibido con fecha 01 de agosto de 2022;
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 624, de 11 de agosto de 2022, que Constituye Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos en el marco del proceso de Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024- noviembre 2028;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 677, de 29 de agosto de 2022, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 678, de 29 de agosto de 2022, que Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución";

- i) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- j) Lo señalado en la Resolución N°7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución debe ser calculada cada cuatro años por la Comisión;
- b) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley, la tasa de actualización deberá aplicarse después de impuestos y para su determinación deberá considerarse el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado, agregando que, en todo caso, la tasa de descuento no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento;
- c) Que, el artículo 182 bis de la Ley establece el procedimiento de cálculo de la tasa de actualización;
- d) Que, el artículo 182 bis de la Ley establece que la Comisión debe licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, estableciendo que finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con la tasa de actualización;
- e) Que, mediante las Resoluciones Exentas CNE N° 152 y N° 253, ambas individualizadas en los literales c) y d) de Vistos respectivamente, se licitó y adjudicó, el estudio al que se refiere el considerando precedente;
- f) Que, la empresa consultora adjudicada, con fecha 01 de agosto de 2022, hizo entrega a esta Comisión del Informe Final correspondiente al estudio denominado "Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica", identificado en el literal e) de Vistos;
- g) Que, por su parte, mediante avisos publicados el 22 de junio de 2022 en el Diario Oficial, en El Mercurio y en La Tercera, se efectuó la convocatoria a inscribirse en el registro de participación ciudadana del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos en el marco del proceso de Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024- noviembre 2028;
- h) Que, a través de la Resolución Exenta N° 624, de 11 de agosto de 2022, de la Comisión, se constituyó el registro de participación ciudadana a que se hace referencia en el considerando precedente;
- i) Que, es así como, en conformidad a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante la Resolución Exenta N° 677, de 29 de agosto de 2022, la Comisión aprobó el

Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Actualización, cuyo valor, de acuerdo a la citada disposición, debe ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley;

- j) Que, mediante la Resolución Exenta N° 678, de 29 de agosto de 2022, la Comisión aprobó las Bases Técnicas Preliminares para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", las que incorporaron el valor de la tasa de actualización contenida en el Informe Técnico indicado en el considerando precedente, para efectos de ser observada por las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley;
- k) Que, conforme lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 183 bis de la Ley, los participantes registrados y las empresas concesionarias presentaron observaciones a las bases preliminares individualizadas en el considerando j);
- l) Que, de acuerdo a lo señalado en los considerandos anteriores, se ha dado cumplimiento a las distintas etapas establecidas en la Ley, necesarias para el cálculo de la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica; y,
- m) Que, en consecuencia, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 182 bis de la Ley, la Comisión debe aprobar el informe técnico corregido con la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico Corregido que fija la Tasa de actualización a que se refiere el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos":



INFORME TÉCNICO CORREGIDO

**QUE FIJA LA TASA DE ACTUALIZACIÓN A QUE SE
REFIERE EL ARTÍCULO 182 BIS DE LA LEY
GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS**

CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 - NOVIEMBRE 2028

**Enero de 2023
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	TASA DE ACTUALIZACIÓN	4
1.	TASA LIBRE DE RIESGO.....	4
2.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO	8
a)	Campbell y Shiller	9
b)	Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran).....	9
c)	Spread soberano (Goldman-Sachs)	10
d)	Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).....	10
3.	RIESGO SISTEMÁTICO	11
a)	Mínimos cuadrados ordinarios	11
b)	Betas estocásticos	25
4.	TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 – NOVIEMBRE 2028.....	31

I. INTRODUCCIÓN

El D.F.L. N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”, establece en su artículo 182 bis que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, deberá calcular, cada cuatro años, la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución. Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se debe considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado.

El riesgo sistemático se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo debe corresponder a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no debe ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el retorno promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, contados desde la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización. Excepcionalmente, se puede considerar un período distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida anteriormente.

De este modo, la tasa de actualización será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, de acuerdo al inciso primero del mencionado artículo 182 bis, la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

A su vez, el inciso séptimo del artículo 182 bis de la Ley dispone que la Comisión debe licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, conforme a la metodología señalada precedentemente, el cual debe ser licitado antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis.

Una vez finalizado el estudio, la Comisión debe emitir un informe técnico preliminar con la tasa de actualización, el que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028. El informe técnico debe ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley, para efectos de ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso.

En cumplimiento de las normas legales recién citadas, la Comisión, mediante Resolución Exenta CNE N° 152, del 14 de marzo de 2022, llamó a licitación pública para contratar el estudio denominado

“Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica”, el que fue adjudicado a Inversiones Maquieira Caro Ltda., mediante Resolución Exenta CNE N° 253 del 12 de abril de 2022.

De esta manera, para la elaboración del presente Informe Técnico, la Comisión considera como antecedente la metodología y valores de los componentes propuestos en el Informe Final del estudio “Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica”, de la consultora Inversiones Maquieira Caro Ltda., recepcionado por esta Comisión con fecha 1 de agosto de 2022, en adelante e indistintamente el “Estudio Tasa de Actualización”.

Asimismo, esta Comisión analizó las observaciones presentadas por empresas concesionarias de distribución y participantes inscritos en el registro de Participación Ciudadana constituido a través de la Resolución Exenta CNE N° 624, de fecha 11 de agosto de 2022, al Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Actualización a que hace referencia el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 677, de fecha 29 de agosto de 2022, y cuyo valor fue incorporado en las Bases Técnicas Preliminares para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 678, de fecha 29 de agosto de 2022.

II. TASA DE ACTUALIZACIÓN

A continuación se describen los distintos componentes y el resultado de la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028.

1. TASA LIBRE DE RIESGO

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no debe ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, sin perjuicio que excepcionalmente se puede considerar, fundadamente, un periodo distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. Como fecha de referencia se utilizó el 30 de junio de 2022.

Para analizar las características de liquidez, estabilidad y montos transados se consideran las transacciones diarias de renta fija registradas en la Bolsa de Comercio de Santiago en los últimos dos

años¹, de acuerdo con lo señalado en el Estudio Tasa de Actualización. De este modo, la liquidez se determina como la presencia bursátil del instrumento² y la estabilidad como el coeficiente de variabilidad³.

En el Cuadro 1 se muestra la presencia bursátil de los instrumentos reajustables en moneda nacional emitidos por el Banco Central de Chile y la Tesorería General de la República.

Cuadro 1: Presencia bursátil

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	7	5,0%
	10	2,6%
	20	2,2%
BTU	5	58,8%
	7	29,5%
	10	99,0%
	20	5,0%
	30	58,2%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 1 se concluye que los bonos que presentan una mejor característica de liquidez son los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento⁴.

El coeficiente de variabilidad se determina para (i) la cantidad de bonos, (ii) el número de negociaciones, (iii) los montos transados, (iv) la presencia bursátil, y (v) la tasa interna de retorno. En los siguientes cuadros se pueden ver los resultados obtenidos.

Cuadro 2: Coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	539	3.361	6,24
	10	1.269	10.998	8,67
	20	548	5.807	10,60
BTU	5	917.647	1.225.353	1,34
	7	57.508	342.157	5,95
	10	460.374	560.736	1,22

¹ Desde junio de 2020 hasta mayo de 2022.

² Número de días que transó el instrumento en relación con el total de días en que se transaron bonos.

³ Desviación estándar dividido por la media el coeficiente.

⁴ Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

20	1.235	9.446	7,65
30	68.418	186.259	2,72

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 3: Coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	0,08	0,45	5,57
	10	0,06	0,43	7,39
	20	0,07	0,63	9,07
BTU	5	42,15	54,13	1,28
	7	1,43	5,25	3,67
	10	24,49	35,76	1,46
	20	0,06	0,30	4,75
	30	2,36	4,40	1,86

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 4: Coeficiente de variabilidad para los montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Media (en MM\$)	Desviación estándar (en MM\$)	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	19	119	6,39
	10	48	416	8,71
	20	19	204	10,77
BTU	5	29.843	40.004	1,34
	7	1.538	8.638	5,62
	10	14.923	17.846	1,20
	20	46	367	7,97
	30	2.147	5.951	2,77

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 5: Coeficiente de variabilidad para la presencia bursátil

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	7	0,05	0,22	4,37
	10	0,03	0,16	6,14

	20	0,02	0,15	6,69
	5	0,59	0,49	0,84
	7	0,29	0,46	1,55
BTU	10	0,99	0,10	0,10
	20	0,05	0,22	4,37
	30	0,58	0,49	0,85

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 6: Coeficiente de variabilidad para la tasa interna de retorno

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
	7	0,89	1,41	1,59
BCU	10	0,27	1,24	4,58
	20	2,21	0,41	0,19
	5	-0,65	0,67	-1,03
	7	1,52	0,75	0,49
BTU	10	0,99	1,11	1,13
	20	1,60	1,02	0,64
	30	1,90	0,82	0,43

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 2, del Cuadro 4 y del Cuadro 5 se desprende que los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos transados, para los montos transados y para la presencia bursátil, mientras que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

Del Cuadro 3 se tiene que los BTU con un plazo de 5 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para el número de negociaciones, mientras que los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

Del Cuadro 6 se tiene que los BCU con un plazo de 20 años al vencimiento son los bonos que presentan el menor coeficiente de variabilidad para la tasa interna de retorno, mientras que los BTU con un plazo de 30 años al vencimiento son los bonos que presentan el segundo menor coeficiente de variabilidad.

En consecuencia, de la información de los cuadros precedentes, se concluye que los bonos que presentan mejor desempeño de estabilidad corresponden a los BTU con un plazo de 10 años al vencimiento.

Por último, en el Cuadro 7 se pueden ver los montos transados para cada tipo de instrumento.

Cuadro 7: Montos transados

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Montos transados (en MM\$)
BCU	7	21.902
	10	171.865
	20	329.024
BTU	5	24.704.365
	7	194.112
	10	7.790.933
	20	62.846
	30	1.916.903

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Del Cuadro 7 se concluye que el instrumento que presenta una mayor cantidad de montos transados es el BTU con un plazo de 5 años al vencimiento, mientras que el BTU con un plazo de 10 años al vencimiento presenta la segunda mayor cantidad de montos transados.

Por lo tanto, dado que el BTU con un plazo de 10 años al vencimiento presenta conjuntamente las mejores características de liquidez, estabilidad y montos transados, el instrumento reajutable en moneda nacional que se utiliza para determinar la tasa libre de riesgo corresponde a este instrumento.

En relación con el período a considerar para determinar el promedio de los retornos del instrumento escogido, en el Estudio Tasa de Actualización se analiza la evolución de las tasas de interés libres de riesgo y recomienda utilizar un período de 6 meses (desde diciembre de 2021 hasta mayo de 2022).

De este modo, la tasa libre de riesgo es de 2,10%, la que corresponde al promedio de 6 meses del BTU con un plazo de 10 años al vencimiento.

2. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en la sección anterior.

En el Estudio Tasa de Actualización se estimó el premio por riesgo de mercado de acuerdo con cuatro metodologías: a) Campbell y Shiller; b) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); c) *Spread* soberano (Goldman-Sachs); y d) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta).

a) Campbell y Shiller

A través de una representación VAR (vector auto-regresivo), en el Estudio de la Tasa de Actualización se estima el modelo de Campbell y Shiller utilizando datos nacionales⁵. Una vez determinados los coeficientes para el VAR estimado, es posible realizar una estimación del retorno esperado de mercado, para lo cual existen básicamente tres opciones:

- (i) Promedio de las predicciones al interior de la muestra
Se obtiene un retorno de mercado de 10,24%. Al restar la tasa libre de riesgo de 2,10% estimada en la sección anterior, da como resultado un premio por riesgo de mercado de 8,14%.
- (ii) Proyección fuera de muestra
Si se considera el promedio ponderado de los próximos cinco años bajo el criterio COLE creciente⁶, el retorno de mercado es de 8,88%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 6,78%.
- (iii) Valor esperado de largo plazo
Al realizar proyecciones del retorno de mercado para un total de 50 años hacia adelante (600 meses), se obtiene un valor esperado del retorno de mercado de 8,65%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 6,55%.

Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de las tres opciones, el resultado es 7,16%.

b) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)

Este modelo considera que el premio por riesgo de mercado de un país emergente puede ser estimado como el premio por riesgo de un país maduro (por ejemplo, Estados Unidos) más el premio por riesgo país equivalente al mercado accionario.

Damodaran propone determinar el premio por riesgo país como el *spread* de la deuda soberana multiplicado por la razón entre la volatilidad del mercado bursátil y la volatilidad del mercado de deuda⁷. El *spread* de la deuda soberana se determina en base a *ratings* de deuda, ya sea *default spread* o *Credit Default Swap Spread* (CDS).

⁵ Se utiliza información mensual desde enero de 2000 a junio de 2022. La información proviene de la Comisión para el Mercado Financiero.

⁶ Este criterio consiste en dar más importancia a los resultados recientes versus los más lejanos. En este caso la suma de 1 a 60 meses (correspondientes a cinco años) es 1830. Así, la primera observación del retorno de mercado esperado se pondera por 60/1830, la siguiente se pondera por 59/1830 y así sucesivamente. En el fondo, se reconoce que la estimación de más corto plazo es más precisa que la de más largo plazo.

⁷ Damodaran considera en su publicación de julio de 2022 que la razón de las volatilidades es 1,17.

Damodaran estima⁸ el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos en 6,01%, mientras que el *default spread* para Chile lo estima en 0,85% y el CDS en 1,50%. Es decir, el premio por riesgo de mercado para Chile sería 7,00% (considerando *default spread*) o 7,76% (considerando CDS). Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de ambas estimaciones, el resultado es 7,38%.

c) Spread soberano (Goldman-Sachs)

Al premio por riesgo de mercado de Estados Unidos se le agrega un factor adicional denominado “*spread* soberano”, el cual corresponde a la diferencia en la tasa de un bono de gobierno del país al cual pertenece la acción y el bono del tesoro norteamericano.

El Estudio Tasa de Actualización considera un valor del premio por riesgo de mercado de Estados Unidos de 5,5%, el que se obtiene de la plataforma “Cost of Capital Navigator”⁹. Por otro lado, el premio por riesgo país de Chile o CRP se estima en 140 puntos base de acuerdo al rating crediticio soberano de S&P¹⁰.

En consecuencia, de acuerdo con esta metodología el premio por riesgo de mercado para Chile es de 6,90%.

d) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)

Se basa en determinar los retornos esperados de los mercados en desarrollo a partir de la calificación de crédito y los retornos de mercado de países desarrollados.

El retorno esperado de mercado calculado de acuerdo con esta metodología es publicado regularmente por la plataforma “Cost of Capital Navigator”. Para Chile estima un retorno de mercado de 11,50%, valor que es ajustado en el Estudio Tasa de Actualización a 11,90%. Para estimar el premio por riesgo de mercado es necesario descontar de dicho valor la tasa libre de riesgo nominal, la que se estima en 6,10%¹¹, por lo que el premio por riesgo de mercado para Chile utilizando esta metodología es de 5,80%.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los premios por riesgo de mercado estimado de acuerdo con las diversas metodologías:

⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>, correspondiente a los valores publicados en julio 2021.

⁹ <https://www.kroll.com/en/cost-of-capital>

¹⁰ A marzo de 2022, fecha más reciente disponible.

¹¹ Corresponde al promedio diario para el período diciembre 2021 – mayo 2022 de los BCP-10 y BTP-10, en base a información publicada por el Banco Central de Chile.

Cuadro 8: Premios por riesgo de mercado para Chile

Metodología	Premio por riesgo de mercado
Campbell y Shiller	7,16%
Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	7,38%
Spread soberano (Goldman-Sachs)	6,90%
Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta)	5,80%
Promedio	6,81%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

El Estudio Tasa de Actualización propone utilizar como premio por riesgo de mercado el promedio de las cuatro metodologías mencionadas precedentemente. En consecuencia, el premio por riesgo de mercado para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028 es igual a 6,81%.

3. RIESGO SISTEMÁTICO

El riesgo sistemático mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

En el Estudio Tasa de Actualización se utilizaron dos metodologías para determinar el riesgo sistemático: a) Mínimos cuadrados ordinarios, y b) betas estocásticos. Ambas metodologías tienen en común la construcción de una muestra representativa de empresas de distribución eléctrica y confiable desde el punto de vista estadístico.

a) Mínimos cuadrados ordinarios

En primer lugar, se determinó una muestra inicial de empresas candidatas a integrar la muestra final representativa y que pertenezcan a los diferentes mercados mundiales. Para ello, se seleccionaron las compañías clasificadas como “*Electric Distribution*” en *Bloomberg Industry Classification Standard* (BICS) y como “*Electric Services*” en *Global Industry Classification Standard* (GICS). De ambas listas, se obtiene una muestra inicial de 308 empresas.

En segundo lugar, con el fin de excluir de la muestra aquellas empresas en que las actividades de generación y/o transmisión tuviera una participación significativa, se consideraron en la muestra sólo aquellas empresas cuyos ingresos asociados a la actividad de distribución eléctrica representara al

menos el 75% de sus ingresos totales, en los últimos 5 años. Con este criterio, la muestra final de empresas queda conformada por 76 empresas.

A continuación, se estimaron los riesgos sistemáticos o betas utilizando períodos de 3, 4 y 5 años, con frecuencias mensuales y semanales; y se eliminaron de la muestra aquellas empresas cuyos betas estimados fueran estadísticamente no significativos¹² o inestables¹³. De este modo, se obtiene una muestra representativa de 18 empresas cuando se utilizan datos con frecuencia mensual, y una muestra representativa de 15 empresas cuando se utilizan datos con frecuencia semanal.

Los betas obtenidos para la muestra de empresas comparables se ajustan en base al método de Blume¹⁴. En el siguiente cuadro, se presentan los betas de patrimonio sin y con ajuste de Blume.

Cuadro 9: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (5 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,776	0,864
HK Electric Investments	Hong Kong	0,160	0,472
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,506	0,692
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,581	0,740
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,970	0,987
Electrodistribut	Bulgaria	0,594	0,748
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,349	0,593
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,594	0,748
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,908	0,948
Kubanenergo	Rumania	0,565	0,730
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,467	0,667
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,338	0,586
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,453	1,294
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,517	0,699
Southern Company	Estados Unidos	0,488	0,681
Transelectrica	Rumania	0,752	0,834
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	0,990	0,993
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,357	0,569

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

¹² Se eliminaron aquellas empresas que no obtuvieron una significancia estadística al 10% para el parámetro beta.

¹³ La estabilidad del parámetro beta se midió a través de los tests CUSUM y CUSUM cuadrado.

¹⁴ El beta ajustado se determinó como 0,371 más 0,635 multiplicado por el beta estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

Cuadro 10: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (4 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,678	0,801
HK Electric Investments	Hong Kong	0,919	0,955
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,193	0,494
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,508	0,694
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,571	0,734
Electrodistribut	Bulgaria	0,760	0,854
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,948	0,973
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,342	0,588
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,659	0,789
Kubanenergo	Rumania	0,615	0,761
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,721	0,829
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	1,528	1,342
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	0,522	0,702
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,387	0,617
Southern Company	Estados Unidos	0,553	0,722
Transelectrica	Rumania	0,530	0,708
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,188	1,125
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,388	0,617

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 11: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (3 años, datos mensuales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,665	0,793
HK Electric Investments	Hong Kong	0,842	0,906
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,187	0,490
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,576	0,737
Contact Energy Limited	Nueva Zelanda	0,407	0,630
Electrodistribut	Bulgaria	0,825	0,895
Duke Energy Corporation	Estados Unidos	0,953	0,976
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,310	0,568
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,685	0,806
Kubanenergo	Rumania	0,521	0,702
Alliant Energy Corporation	Estados Unidos	0,734	0,837
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	1,258	1,170
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	0,558	0,726
Portland General Electric Company	Estados Unidos	0,415	0,634
Southern Company	Estados Unidos	0,590	0,746
Transelectrica	Rumania	0,552	0,722
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,134	1,091
Xcel Energy Inc	Estados Unidos	0,394	0,621

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 12: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (5 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,622	0,766
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,885	0,933
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,467	0,668
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,578	0,738
Electrodistribut	Bulgaria	0,460	0,663
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,879	0,929
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,679	0,802
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,543	0,716
Kubanenergo	Rumania	0,646	0,781
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,780	0,866
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,167	1,112
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	0,938	0,967
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,776	0,864
Tenaga Nasional	Malasia	0,883	0,932
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,125	1,086

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 13: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (4 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,639	0,777
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,888	0,935
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,470	0,670
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,607	0,757
Electrodistribut	Bulgaria	0,474	0,672
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,866	0,921
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,708	0,821
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,525	0,704
Kubanenergo	Rumania	0,664	0,793
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,781	0,867
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,179	1,120
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	1,005	1,009
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,769	0,859
Tenaga Nasional	Malasia	0,896	0,940
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,154	1,104

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 14: Betas de patrimonio estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios (3 años, datos semanales)

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
Korea Electric Power Corporation	Corea del Sur	0,672	0,798
Hokkaido Electric Power Company, Inc	Japón	0,936	0,965
Okinawa Electric Power Company, Inc	Japón	0,438	0,649
Avangrid, Inc	Estados Unidos	0,676	0,800
Electrodistribut	Bulgaria	0,492	0,683
Energias de Portugal, S.A.	Portugal	0,899	0,942
Equatorial Energia S.A.	Brasil	0,699	0,815
Genie Energy Ltd.	Estados Unidos	0,509	0,694
Kubanenergo	Rumania	0,669	0,796
Manawa Energy Limited	Nueva Zelanda	0,810	0,885
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	Turquía	1,069	1,050
PNM Resources, Inc	Estados Unidos	1,128	1,087
Saudi Electricity Company	Arabia Saudita	0,833	0,900
Tenaga Nasional	Malasia	0,781	0,867
Via Renewables, Inc	Estados Unidos	1,109	1,075

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Para obtener el beta de activos a partir del beta de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell¹⁵, para lo cual es necesario determinar el beta de la deuda, el costo de la deuda, la tasa de impuesto de primera categoría¹⁶, y la razón de endeudamiento¹⁷.

¹⁵

$$\beta^u = \frac{\beta^e + \beta^b \cdot \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}{1 + \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}$$

Donde:

β^u es el beta de activos;

β^e es el beta de patrimonio;

β^b es el beta de la deuda;

k_b es el costo de la deuda;

t_c es la tasa de impuesto a las corporaciones o impuesto de primera categoría; y

$\frac{B}{E}$ es la razón de endeudamiento.

¹⁶ La tasa de impuesto se obtiene de KPMG Corporate Tax Rates Table.

¹⁷ La razón de endeudamiento es calculada como el cociente entre la deuda financiera (deuda financiera contable) y el patrimonio neto (valor de capitalización bursátil de las acciones).

El beta de la deuda se obtiene del cociente entre el *spread* de la deuda¹⁸ y el premio por riesgo de mercado¹⁹, mientras que el costo de la deuda se estima como el *spread* de la deuda más la tasa libre de riesgo²⁰.

En los siguientes cuadros se presentan los betas de la deuda obtenidos y el costo de la deuda.

Cuadro 15: Betas de deuda

Empresa	Spread rating	Premio por riesgo de mercado	Beta de deuda
Korea Electric Power Corporation	0,82%	6,58%	0,125
HK Electric Investments	1,29%	6,55%	0,197
Hokkaido Electric Power Company, Inc	1,14%	6,57%	0,174
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,82%	6,57%	0,125
Avangrid, Inc	1,59%	6,01%	0,265
Contact Energy Limited	1,93%	6,01%	0,321
Electrodistribut	1,59%	7,70%	0,206
Duke Energy Corporation	1,59%	6,01%	0,265
Energias de Portugal, S.A.	1,59%	7,66%	0,208
Equatorial Energia S.A.	0,67%	10,22%	0,066
Genie Energy Ltd.	1,03%	6,01%	0,171
Kubanenergo	1,29%	9,27%	0,139
Alliant Energy Corporation	1,59%	6,01%	0,265
Manawa Energy Limited	1,59%	6,01%	0,265
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,59%	14,01%	0,114
PNM Resources, Inc	1,59%	6,01%	0,265
Portland General Electric Company	1,59%	6,01%	0,265
Saudi Electricity Company	1,03%	6,98%	0,148
Southern Company	1,59%	6,01%	0,265
Transelectrica	1,59%	9,27%	0,172
Tenaga Nasional	1,59%	7,55%	0,211
Via Renewables, Inc	3,15%	6,01%	0,524
Xcel Energy Inc	1,59%	6,01%	0,265

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

¹⁸ El *spread* de la deuda de cada empresa se obtiene de la clasificación de riesgo de Moody's, S&P y Fitch Rating. Conforme al rating se considera el *spread* de la deuda publicado por Damodaran Online.

¹⁹ El premio por riesgo de mercado corresponde al promedio de las estimaciones realizadas por la metodologías de Damodaran y de Goldman-Sachs.

²⁰ La tasa libre de riesgo se obtiene sumando a la tasa de interés real de los Estados Unidos (estimada en 0,98%) más el *spread* de los CDS a 10 años.

Cuadro 16: Costo de la deuda

Empresa	Tasa libre de riesgo	Costo de la deuda
Korea Electric Power Corporation	1,04%	1,86%
HK Electric Investments	0,86%	2,15%
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,76%	1,90%
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,76%	1,58%
Avangrid, Inc	0,65%	2,24%
Contact Energy Limited	0,71%	2,64%
Electrodistribut	1,64%	3,23%
Duke Energy Corporation	0,65%	2,24%
Energias de Portugal, S.A.	1,19%	2,78%
Equatorial Energia S.A.	4,25%	4,92%
Genie Energy Ltd.	0,65%	1,68%
Kubanenergo	3,61%	4,90%
Alliant Energy Corporation	0,65%	2,24%
Manawa Energy Limited	0,71%	2,30%
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	7,77%	9,36%
PNM Resources, Inc	0,65%	2,24%
Portland General Electric Company	0,65%	2,24%
Saudi Electricity Company	1,46%	2,49%
Southern Company	0,65%	2,24%
Transelectrica	3,61%	5,20%
Tenaga Nasional	1,84%	3,43%
Via Renewables, Inc	0,65%	3,80%
Xcel Energy Inc	0,65%	2,24%

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Por último, en el cuadro siguiente se presentan los betas de activos estimados a partir de los betas de patrimonio, utilizando la fórmula de Miles y Ezzell.

Cuadro 17: Betas de activo (5 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,864	0,125	1,86%	0,25	4,305	0,265
HK Electric Investments	0,472	0,197	2,15%	0,17	0,643	0,365
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,692	0,174	1,90%	0,31	11,988	0,214
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,740	0,125	1,58%	0,31	2,212	0,317
Contact Energy Limited	0,987	0,321	2,64%	0,28	0,254	0,853
Electro distribut	0,748	0,206	3,23%	0,10	0,339	0,611
Duke Energy Corporation	0,593	0,265	2,24%	0,27	0,936	0,434
Energias de Portugal, S.A.	0,748	0,208	2,78%	0,21	1,226	0,451
Equatorial Energia S.A.	0,948	0,066	4,92%	0,34	0,749	0,573
Kubanenergo	0,730	0,139	4,90%	0,16	1,253	0,402
Alliant Energy Corporation	0,667	0,265	2,24%	0,27	0,534	0,528
Manawa Energy Limited	0,586	0,265	2,30%	0,28	0,303	0,511
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,294	0,114	9,36%	0,20	2,048	0,505
Portland General Electric Company	0,699	0,265	2,24%	0,27	0,678	0,524
Southern Company	0,681	0,265	2,24%	0,27	0,884	0,486
Transelectrica	0,834	0,172	5,20%	0,16	0,181	0,733
Via Renewables, Inc	0,993	0,524	3,80%	0,27	0,352	0,872
Xcel Energy Inc	0,569	0,265	2,24%	0,27	0,651	0,450

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 18: Betas de activo (4 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,801	0,125	1,86%	0,25	4,628	0,245
HK Electric Investments	0,955	0,197	2,15%	0,17	0,646	0,658
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,494	0,174	1,90%	0,31	12,560	0,197
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,694	0,125	1,58%	0,31	2,291	0,298
Contact Energy Limited	0,734	0,321	2,64%	0,28	0,230	0,657
Electro distribut	0,854	0,206	3,23%	0,10	0,340	0,690
Duke Energy Corporation	0,973	0,265	2,24%	0,27	0,944	0,630
Energias de Portugal, S.A.	0,588	0,208	2,78%	0,21	1,171	0,384
Equatorial Energia S.A.	0,789	0,066	4,92%	0,34	0,792	0,472
Kubanenergo	0,761	0,139	4,90%	0,16	1,315	0,409
Alliant Energy Corporation	0,829	0,265	2,24%	0,27	0,534	0,633
Manawa Energy Limited	1,342	0,265	2,30%	0,28	0,288	1,102
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	0,702	0,114	9,36%	0,20	2,392	0,289
Portland General Electric Company	0,617	0,265	2,24%	0,27	0,698	0,473
Southern Company	0,722	0,265	2,24%	0,27	0,867	0,510
Transelectrica	0,708	0,172	5,20%	0,16	0,172	0,630
Via Renewables, Inc	1,125	0,524	3,80%	0,27	0,360	0,967
Xcel Energy Inc	0,617	0,265	2,24%	0,27	0,658	0,478

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 19: Betas de activo (3 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,793	0,125	1,86%	0,25	5,117	0,234
HK Electric Investments	0,906	0,197	2,15%	0,17	0,657	0,625
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,490	0,174	1,89%	0,31	13,713	0,195
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,737	0,125	1,57%	0,31	2,477	0,301
Contact Energy Limited	0,630	0,321	2,63%	0,28	0,192	0,580
Electrodistribut	0,895	0,206	3,22%	0,10	0,347	0,718
Duke Energy Corporation	0,976	0,265	2,24%	0,27	0,938	0,633
Energias de Portugal, S.A.	0,568	0,208	2,78%	0,21	1,108	0,379
Equatorial Energia S.A.	0,806	0,066	4,92%	0,34	0,834	0,472
Kubanenergo	0,702	0,139	4,89%	0,16	1,261	0,389
Alliant Energy Corporation	0,837	0,265	2,24%	0,27	0,525	0,641
Manawa Energy Limited	1,170	0,265	2,29%	0,28	0,296	0,964
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	0,726	0,114	9,36%	0,20	2,012	0,319
Portland General Electric Company	0,634	0,265	2,24%	0,27	0,730	0,479
Southern Company	0,746	0,265	2,24%	0,27	0,806	0,532
Transelectrica	0,722	0,172	5,19%	0,16	0,143	0,653
Via Renewables, Inc	1,091	0,524	3,80%	0,27	0,340	0,948
Xcel Energy Inc	0,621	0,265	2,24%	0,27	0,653	0,481

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 20: Betas de activo (5 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,766	0,125	1,86%	0,25	4,305	0,246
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,933	0,174	1,90%	0,31	11,988	0,232
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,668	0,125	1,58%	0,31	2,212	0,294
Avangrid, Inc	0,738	0,265	2,24%	0,27	0,480	0,585
Electrodistribut	0,663	0,206	3,23%	0,10	0,339	0,548
Energias de Portugal, S.A.	0,929	0,208	2,78%	0,21	1,226	0,533
Equatorial Energia S.A.	0,802	0,066	4,92%	0,34	0,749	0,490
Genie Energy Ltd.	0,716	0,171	1,68%	0,27	0,020	0,705
Kubanenergo	0,781	0,139	4,90%	0,16	1,253	0,425
Manawa Energy Limited	0,866	0,265	2,30%	0,28	0,303	0,727
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,112	0,114	9,36%	0,20	2,048	0,445
PNM Resources, Inc	0,967	0,265	2,24%	0,27	0,898	0,636
Saudi Electricity Company	0,864	0,148	2,49%	0,20	1,725	0,411
Tenaga Nasional	0,932	0,211	3,43%	0,24	1,048	0,564
Via Renewables, Inc	1,086	0,524	3,80%	0,27	0,352	0,940

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 21: Betas de activo (4 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,777	0,125	1,86%	0,25	4,628	0,241
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,935	0,174	1,90%	0,31	12,560	0,230
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,670	0,125	1,58%	0,31	2,291	0,291
Avangrid, Inc	0,757	0,265	2,24%	0,27	0,475	0,599
Electrodistribut	0,672	0,206	3,23%	0,10	0,340	0,554
Energias de Portugal, S.A.	0,921	0,208	2,78%	0,21	1,171	0,537
Equatorial Energia S.A.	0,821	0,066	4,92%	0,34	0,792	0,490
Genie Energy Ltd.	0,704	0,171	1,68%	0,27	0,020	0,694
Kubanenergo	0,793	0,139	4,90%	0,16	1,315	0,423
Manawa Energy Limited	0,867	0,265	2,30%	0,28	0,288	0,733
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,120	0,114	9,36%	0,20	2,392	0,414
PNM Resources, Inc	1,009	0,265	2,24%	0,27	0,905	0,657
Saudi Electricity Company	0,859	0,148	2,49%	0,20	1,822	0,401
Tenaga Nasional	0,940	0,211	3,43%	0,24	1,102	0,559
Via Renewables, Inc	1,104	0,524	3,80%	0,27	0,360	0,952

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 22: Betas de activo (3 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio ajustado	Beta de deuda	Costo de la deuda	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
Korea Electric Power Corporation	0,798	0,125	1,86%	0,25	5,117	0,235
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,965	0,174	1,90%	0,31	13,713	0,228
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,649	0,125	1,58%	0,31	2,477	0,276
Avangrid, Inc	0,800	0,265	2,24%	0,27	0,501	0,622
Electrodistribut	0,683	0,206	3,23%	0,10	0,347	0,561
Energias de Portugal, S.A.	0,942	0,208	2,78%	0,21	1,108	0,557
Equatorial Energia S.A.	0,815	0,066	4,92%	0,34	0,834	0,477
Genie Energy Ltd.	0,694	0,171	1,68%	0,27	0,021	0,683
Kubanenergo	0,796	0,139	4,90%	0,16	1,261	0,431
Manawa Energy Limited	0,885	0,265	2,30%	0,28	0,296	0,744
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,050	0,114	9,36%	0,20	2,012	0,428
PNM Resources, Inc	1,087	0,265	2,24%	0,27	0,904	0,698
Saudi Electricity Company	0,900	0,148	2,49%	0,20	1,673	0,430
Tenaga Nasional	0,867	0,211	3,43%	0,24	1,266	0,501
Via Renewables, Inc	1,075	0,524	3,80%	0,27	0,340	0,937

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

De este modo, de acuerdo con los cuadros 17 a 22, el beta promedio de activos es, utilizando mínimos cuadrados ordinarios para estimar los betas de patrimonio y la fórmula de Miles y Ezzell, 0,522.

b) Betas estocásticos

A partir de las muestras representativas de 18 y 15 empresas, según se utilicen datos mensuales o semanales, respectivamente, el Estudio Tasa de Actualización estimó betas estocásticos utilizando el filtro de Kalman, eliminándose de las muestras aquellos betas que son no significativos.

En el cuadro siguiente se muestran los resultados obtenidos para los betas de patrimonio, sin y con ajuste de Blume.

Cuadro 23: Betas de patrimonio estocásticos (5 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,776	0,864	0,265
HK Electric Investments	0,160	0,472	0,365
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,506	0,692	0,214
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,581	0,740	0,317
Contact Energy Limited	0,970	0,987	0,853
Electrodistribut	0,594	0,748	0,611
Duke Energy Corporation	0,481	0,676	0,478
Energias de Portugal, S.A.	0,594	0,748	0,451
Equatorial Energia S.A.	0,908	0,948	0,573
Kubanenergo	0,565	0,730	0,402
Alliant Energy Corporation	0,765	0,857	0,652
Manawa Energy Limited	0,338	0,586	0,511
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,453	1,294	0,505
Portland General Electric Company	0,801	0,879	0,632
Southern Company	0,488	0,681	0,486
Transelectrica	0,752	0,849	0,745
Xcel Energy Inc	0,357	0,598	0,467

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 24: Betas de patrimonio estocásticos (4 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,760	0,854	0,255
HK Electric Investments	0,195	0,495	0,378
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,504	0,691	0,212
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,577	0,738	0,312
Contact Energy Limited	0,942	0,969	0,849
Electrodistribut	0,679	0,802	0,652
Duke Energy Corporation	0,387	0,617	0,446
Energias de Portugal, S.A.	0,659	0,790	0,477
Equatorial Energia S.A.	0,925	0,959	0,567
Kubanenergo	0,617	0,763	0,410
Alliant Energy Corporation	0,521	0,702	0,550
Manawa Energy Limited	0,338	0,586	0,514
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,471	1,305	0,469
Portland General Electric Company	0,553	0,722	0,535
Southern Company	0,530	0,707	0,502
Transelectrica	0,712	0,823	0,728
Via Renewables, Inc	1,188	1,126	0,968
Xcel Energy Inc	0,388	0,617	0,478

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 25: Betas de patrimonio estocásticos (3 años, datos mensuales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,809	0,885	0,249
HK Electric Investments	0,213	0,506	0,384
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,582	0,740	0,212
Okinawa Electric Power Company, Inc	0,407	0,630	0,270
Contact Energy Limited	0,979	0,993	0,885
Electrodistribut	0,667	0,795	0,643
Duke Energy Corporation	0,414	0,634	0,456
Energias de Portugal, S.A.	0,686	0,807	0,493
Equatorial Energia S.A.	0,846	0,908	0,529
Kubanenergo	0,525	0,705	0,390
Alliant Energy Corporation	0,687	0,807	0,621
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,249	1,164	0,466
Portland General Electric Company	0,838	0,903	0,635
Southern Company	0,547	0,718	0,517
Transelectrica	0,736	0,838	0,756
Via Renewables, Inc	1,177	1,118	0,969
Xcel Energy Inc	0,398	0,624	0,482

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 26: Betas de patrimonio estocásticos (5 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,622	0,766	0,246
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,721	0,829	0,224
Avangrid, Inc	0,431	0,645	0,522
Electrodistribut	0,460	0,663	0,548
Energias de Portugal, S.A.	0,879	0,929	0,533
Equatorial Energia S.A.	0,679	0,802	0,490
Genie Energy Ltd.	0,456	0,660	0,651
Kubanenergo	0,646	0,781	0,425
Manawa Energy Limited	0,780	0,866	0,727
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,167	1,112	0,445
Saudi Electricity Company	0,776	0,864	0,411
Tenaga Nasional	0,883	0,932	0,564

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 27: Betas de patrimonio estocásticos (4 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,646	0,781	0,238
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,667	0,795	0,229
Avangrid, Inc	0,427	0,642	0,585
Energias de Portugal, S.A.	0,783	0,868	0,532
Equatorial Energia S.A.	0,712	0,823	0,479
Genie Energy Ltd.	0,405	0,628	0,672
Kubanenergo	0,664	0,792	0,415
Manawa Energy Limited	0,782	0,867	0,723
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,235	1,155	0,411
Saudi Electricity Company	0,839	0,904	0,398

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

Cuadro 28: Betas de patrimonio estocásticos (3 años, datos semanales)

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
Korea Electric Power Corporation	0,646	0,781	0,232
Hokkaido Electric Power Company, Inc	0,667	0,795	0,216
Avangrid, Inc	0,427	0,642	0,517
Energias de Portugal, S.A.	0,783	0,868	0,522
Equatorial Energia S.A.	0,712	0,823	0,482
Genie Energy Ltd.	0,405	0,628	0,618
Kubanenergo	0,664	0,792	0,429
Manawa Energy Limited	0,782	0,867	0,730
Odas Elektrik Üretim Sanayi Ticaret A.S.	1,235	1,155	0,463
Saudi Electricity Company	0,839	0,904	0,431

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio Tasa de Actualización.

De acuerdo con los cuadros 23 al 28, el beta de activos promedio utilizando el filtro de Kalman es 0,493.

En el cuadro siguiente se muestra el resumen de los betas de activos estimados mediante mínimos cuadrados y estocásticamente (filtro de Kalman), para períodos de 5, 4 y 3 años, con frecuencia de datos mensuales y semanales.

Cuadro 29: Resumen betas de activo estimados

Período, frecuencia	Betas MCO	Betas estocásticos
5 años, datos mensuales	0,505	0,502
4 años, datos mensuales	0,540	0,517
3 años, datos mensuales	0,530	0,527
5 años, datos semanales	0,519	0,482
4 años, datos semanales	0,518	0,468
3 años, datos semanales	0,521	0,464
Promedio	0,522	0,493

El Estudio Tasa de Actualización recomendó utilizar el promedio de los betas de activos estimados mediante mínimos cuadrados y estocásticamente. En consecuencia, el riesgo sistemático de una empresa de distribución eléctrica se estima en 0,508.

4. TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2024 – NOVIEMBRE 2028

De conformidad al artículo 182 bis de la Ley, la tasa de actualización será igual a la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático, pero no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático da un valor de 5,56%. En consecuencia, la tasa de actualización que debe utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución para el cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2027 es 6,00%.

ARTÍCULO SEGUNDO: De conformidad a lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporase el valor de la tasa de actualización contenida en el Informe Técnico que la presente resolución aprueba, en las bases corregidas a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley, para efectos de ser discrepado por las empresas concesionarias de distribución y los participantes debidamente inscritos en el registro a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley.

ARTÍCULO TERCERO: Publíquese la presente Resolución Exenta en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, archívese y publíquese,

MARCO
ANTONIO
MANCILLA
AYANCAN

Firmado digitalmente por MARCO
ANTONIO MANCILLA AYANCAN
Nombre de reconocimiento (DN):
c=CL, title=INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL, o=MARCO ANTONIO
MANCILLA AYANCAN,
email=MMANCILLA@CNE.CL,
serialNumber=10213184-3
Fecha: 2023.01.20 16:13:03 -03'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

LZG/DFD/MOC/GMM/CVM

Distribución:

➤ Oficina de Partes