

**REF.:** Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares "Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2020-2024" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución".

**SANTIAGO, 21 de enero de 2020**

**RESOLUCION EXENTA N° 24**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en los artículos 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en el D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 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 N° 21.194, de 2019, que "Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica", en adelante, "Ley N° 21.194";
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 805 de la Comisión, de 23 de diciembre de 2019, que "Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024", en adelante, "Resolución Exenta N° 805";
- e) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que "Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"; y,
- f) 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 y en el artículo quinto transitorio de la Ley N° 21.194, mediante Resolución Exenta N° 805 la Comisión fijó las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, sometiendo dicho proceso a consulta pública;
- 3)** Que, según lo dispuesto en el artículo 183° bis de la Ley, la Comisión debe emitir y comunicar a las empresas concesionarias y a los participantes inscritos en el registro a que se refiere el mismo artículo, las bases técnicas preliminares del estudio de costos para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, lo que, respecto del proceso correspondiente al cuadrienio 2020-2024, deberá realizarse dentro de los veinte días siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la Ley N° 21.194, en conformidad con lo señalado en el artículo tercero transitorio de la referida ley;
- 4)** Que, el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 21.194, establece que, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, y por única vez, no serán aplicables las disposiciones establecidas en el artículo 183° bis sobre la constitución del registro de participantes, entendiéndose como integrantes de dicho registro las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496 y las empresas concesionarias de distribución eléctrica;
- 5)** 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; y,

- 6) Que, en cumplimiento de lo establecido en las disposiciones legales indicadas en los considerandos anteriores, esta Comisión viene en aprobar y comunicar las bases técnicas preliminares "Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio 2020-2024" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución".

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Apruébanse las bases técnicas preliminares "Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio 2020-2024" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución" y sus correspondientes anexos, las que se entienden formar parte de la presente resolución para todos los efectos legales.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Comuníquense las bases aprobadas en el artículo primero de la presente resolución, a través de su envío por correo electrónico, a las empresas concesionarias de distribución y a las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496, conforme al listado contenido en la sitio web del Servicio Nacional del Consumidor.

**ARTÍCULO TERCERO:** De acuerdo a lo establecido en inciso noveno del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, dentro del plazo de veinte días a partir de la fecha de la comunicación de las bases aprobadas en el artículo primero de la presente resolución, las asociaciones de consumidores y las empresas concesionarias de distribución podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

**ARTÍCULO CUARTO:** Publíquense la presente resolución, las bases aprobadas en su artículo primero y sus correspondientes anexos en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

Anótese.



**JOSÉ VENEGAS MALUENDA**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



DDP/DER/MOC/FFG/SBV/IGV/LZG/mhs

**DISTRIBUCIÓN:**

- Empresas concesionarias de distribución.
- Asociaciones de consumidores.
- Ministerio de Energía.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- 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**

**Cuatrienio noviembre 2020 – 2024**

**Enero 2020**

## 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 .....	4
1.3	Consideraciones Respecto a los Servicios Asociados .....	4
1.4	Consideraciones Respecto a los Empalmes y Medidores .....	5
1.5	Otras Consideraciones .....	6
2	CLASIFICACIÓN DE EMPRESAS EN ÁREAS TÍPICAS.....	6
3	DEFINICION DE LA EMPRESA MODELO Y PAUTA METODOLÓGICA GENERAL DE TRABAJO.....	6
3.1	Condiciones de Diseño .....	7
3.2	Restricciones .....	7
3.3	Características.....	8
3.4	Empresa modelo y empresa de referencia .....	8
4	ALCANCE Y ETAPAS DEL ESTUDIO.....	9
4.1	Alcance del estudio.....	9
4.2	Etapas del estudio .....	10
5	CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO.....	16
5.1	Clientes y ventas de la empresa modelo .....	17
5.2	Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo .....	20
5.3	Dimensionamiento de la operación y mantenimiento de la empresa modelo .....	24
5.4	Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo .....	25
5.5	Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles de la empresa modelo .....	27
5.6	Velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución .	27
5.7	Servicios Asociados al Suministro Eléctrico incorporados dentro del Valor Agregado de Distribución .....	28
6	DETERMINACION DE LOS COSTOS DE LA EMPRESA MODELO .....	31
6.1	Costos unitarios .....	31
6.2	Costos de atención de clientes de la empresa modelo, CEXAC.....	42
6.3	Cálculo de pérdidas medias en energía y potencia de la empresa modelo.....	44
6.4	Costo de las instalaciones de la empresa modelo, CIMI y CINST .....	45
6.5	Costo de operación y mantenimiento de la empresa modelo, COYM.....	47
6.6	Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta, AEIR.....	48
7	VALOR AGREGADO POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCION .....	52
7.1	Valores agregados .....	52
7.2	Indexación de los valores agregados .....	53
8	OBRAS APORTADAS POR TERCEROS.....	54
9	INFRAESTRUCTURA COMPARTIDA .....	55
10	COSTOS COMPARTIDOS .....	55
11	SUBCATEGORÍAS DE COSTOS .....	56

## 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”.

Las presentes Bases se han confeccionado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley N° 21.194, incluidos sus artículos transitorios.

### **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° 805, de fecha 23 de diciembre de 2019.

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.

#### **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 planificación<sup>1</sup>, y determinar su valor agregado por concepto de costos de distribución sobre la base del cálculo de las siguientes componentes:

---

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

- 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, expresadas respectivamente como multiplicadores de la potencia y energía suministrada.
- C. Costos estándares por unidad de potencia suministrada:
- 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 de actualización igual a la señalada en la letra d) del título 1.2 en AT aérea (VNRAT-A)<sup>2</sup>;
  - 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);
  - 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);
  - 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);
  - 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);
  - xii. Costos estándares de mantenimiento en BT subterránea (CMBT-S);
  - xiii. Costos estándares de inversión asociados a los Sistemas de Gestión de Calidad (SGC) de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control (SMMC) a que se refiera la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente al momento de inicio del estudio encargado por la

---

<sup>2</sup> Se entiende como alta tensión de distribución a la definida como Media Tensión en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, cuyo texto refundido fue fijado mediante Resolución Exenta N° 763, de 10 de diciembre de 2019, en adelante “NTDx”.

- Comisión, para 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 (VNR-SGC);
- xiv. Costos estándares de operación asociados a los SGC de los SMMC (COSGC);
  - y,
  - xv. Costos estándares de mantenimiento asociados a los SGC de los SMMC (CMSGC).

D. Ajustes por efecto de impuesto a la renta por unidad de potencia suministrada:

- 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;
- iv. Ajuste por efecto de impuesto a la renta en BT-S; y,
- v. Ajuste por efecto de impuesto a la renta asociados a los SGC de los SMMC.

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 normativa vigente al momento de inicio del estudio encargado por la Comisión, 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 distribución<sup>3</sup>). 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.

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

---

<sup>3</sup> También llamada “Potencia Coincidente”.

la empresa de referencia y su proyección, tales como PMGD<sup>4</sup>, para, al menos, dar cumplimiento eficiente a los estándares de calidad del producto 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 normativa vigente 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, 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 los puntos 4 y siguientes de este documento técnico.

## **1.2 Consideraciones Asociadas al Horizonte de Estudio y Tasa**

Para el desarrollo de los estudios, el Consultor considerará:

- a) El año 2018 como año base;
- b) El período que se extiende entre los años 2019 a 2033, ambos incluidos, como horizonte de planificación;
- c) El período que se extiende entre los años 2021 a 2024, ambos incluidos, como horizonte de tarificación;
- 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:

---

<sup>4</sup> Pequeños medios de generación distribuida.

- 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 “Estudio de Costos de los SSAA al Suministro de Electricidad de Distribución”.

#### **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 normativa técnica vigente 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 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

Los estudios se deberán ajustar estrictamente a lo indicado en el presente documento técnico, debiendo ser autocontenidos y, en consecuencia, los cálculos y criterios incluidos deberán ser plenamente reproducibles con la información de sustento de los mismos.

## 2 CLASIFICACIÓN DE EMPRESAS EN ÁREAS TÍPICAS

Conforme a la definición de áreas típicas de distribución ya realizada en el documento “Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución”, a continuación se indica la clasificación de empresas resultante en cada una de éstas:

ATD 1	:	Enel Distribución Chile S.A.
ATD 2	:	Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (EEC), Compañía Eléctrica del Litoral S.A. (Litoral)
ATD 3	:	Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta)
ATD 4	:	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), Compañía General de Electricidad S.A. (CGED)
ATD 5	:	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Energía de Casablanca S.A. (Edecsa)
ATD 6	:	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysén), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Luzlinares S.A. (LuzLinares), Luzparral S.A. (LuzParral), Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno)
ATD 7	:	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. (EEPA)
ATD 8	:	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A. (Emelca), Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til. (Til Til), Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (Cooprel)
ATD 9	:	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda. (CEC)
ATD 10	:	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda. (Coopersol), Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. (Copelec), Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda. (Socoepa)
ATD 11	:	Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda. (Coopelan), Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda. (Codiner), Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda. (CRELL), Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA (Sasipa)
ATD 12	:	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. (Coelcha)

## 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 normativa vigente 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 geográfica<sup>5</sup> 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, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio;
- ii. Los mismos clientes<sup>6</sup> y consumos<sup>7</sup> de la empresa de referencia, sean éstos regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones;
- 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 exija;
- iv. Las condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona;
- v. El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo;
- 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.

---

5 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 Nº 1 de las Bases.

6 Las estadísticas de clientes y consumos deberá entregarse conforme al contenido y los formatos de información que se incluye en el punto 3) del Anexo Nº 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 Nº 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;
- 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 normativa vigente 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. Incurrir 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.
ATD 2	:	Compañía Eléctrica del Litoral S.A. (Litoral)
ATD 3	:	Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta)
ATD 4	:	Compañía General de Electricidad S.A. (CGED)
ATD 5	:	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa)
ATD 6	:	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel)
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 cálculos y criterios considerados por el Consultor en el desarrollo del estudio deberán ser incluidos en su informe y ser plenamente reproducibles con la información de sustento de los mismos.

#### **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 otros bienes nacionales de uso público, los límites de la zona de concesión, las zonas de facturación, 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.

Se entenderá por zona de facturación a la unidad mínima de desagregación de la información de demanda de los clientes que, para efectos del estudio, se considerará como la comuna, sin perjuicio de lo señalado en el punto 5.1 del presente documento técnico.

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) 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 costo financiero asociado al 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.

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

Se entenderá por bienes muebles e inmuebles (BMI) los terrenos, edificios, equipos y vehículos de transporte y carga, equipos de bodega y maestranza, equipos de laboratorio, equipos de comunicación, equipos de oficina, equipos de computación y otros equipos que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa modelo.

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.

d) Demandas de Dimensionamiento de la empresa modelo.

Se entiende por demandas de Dimensionamiento de la empresa modelo a las potencias anuales 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.

La definición de las características de cada área típica deberá incluir 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 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.

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

Una vez obtenidas las demandas de dimensionamiento de la empresa modelo, se deberá proceder a la identificación y determinación del costo de módulos estándares de diseño de instalaciones, como por ejemplo:

- i. 1 km de red AT de diferentes capacidades, tipo de conductores y vanos medios: trifásico ( $3\phi$ ), bifásico ( $2\phi$ ), monofásico ( $1\phi$ );
- ii. 1 km de red BT de diferentes capacidades y tipo de conductores:  $3\phi$ ,  $2\phi$ ,  $1\phi$ ;
- iii. 1 km de red AT de diferentes capacidades y tipo de conductores, compartida con red BT;
- iv. 1 km de red BT de diferentes capacidades y tipo de conductores, compartida con red AT;
- v. 1 km de red AT subterránea de diferentes capacidades;
- vi. 1 km de red BT subterránea de diferentes capacidades;
- vii. Transformadores de Distribución (T/D) con red BT de diferentes capacidades aérea o subterránea;
- viii. Banco de condensadores de diferentes capacidades con y sin regulación automática;
- ix. Reguladores de voltaje de diferentes capacidades; y,
- x. Dispositivos de protección y equipos de maniobra de diferentes capacidades.

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 y los costos de operación y mantenimiento respectivos. Los costos unitarios utilizados serán los obtenidos conforme a la letra b) anterior.

Una vez finalizado el dimensionamiento de la empresa modelo, el Consultor, en su Informe Final, deberá enviar a la Comisión un documento con el universo de módulos que empleó en dicho dimensionamiento, señalando, a lo menos, lo siguiente:

- i. Código: corresponde a la identificación del módulo;
- ii. Descripción: se deberá indicar detalladamente lo considerado en el módulo y dar cuenta de su funcionalidad;
- iii. Cantidad módulo: por cada módulo se deberá indicar la cantidad considerada en el dimensionamiento de la empresa modelo;
- iv. Elementos: se deberán listar los elementos que componen el módulo;
- v. Cantidad elemento: por cada elemento se deberá indicar la cantidad considerada en el módulo;
- vi. Valor elemento: por cada elemento se deberá indicar su costo unitario considerado en el módulo, en términos de lo establecido en la letra b) precedente.
- vii. Valor total elemento: corresponderá al costo total del elemento considerado en el módulo (cantidad por valor del elemento);
- viii. Actividad operación: se deberá listar las actividades de operación consideradas en el módulo;

- ix. Descripción actividad operación: se deberá indicar detalladamente en qué consiste la actividad de operación;
- x. Cantidad actividad operación: por cada actividad de operación se deberá indicar su frecuencia anual (N° prestaciones al año) considerada en el módulo;
- xi. Valor actividad operación: por cada actividad de operación se deberá indicar su costo unitario considerado en el módulo. Este valor se deberá desglosar en materiales, personal y otros gastos;
- xii. Valor total actividad operación: corresponderá al costo total de la actividad de operación considerada en el módulo (N° de prestaciones por valor de la actividad operación);
- xiii. Actividad mantenimiento: se deberá listar las actividades de mantenimiento consideradas en el módulo;
- xiv. Descripción actividad mantenimiento: se deberá indicar detalladamente en que consiste la actividad de mantenimiento;
- xv. Cantidad actividad mantenimiento: por cada actividad de mantenimiento se deberá indicar su frecuencia anual (N° prestaciones al año) considerada en el módulo;
- xvi. Valor actividad mantenimiento: por cada actividad de mantenimiento se deberá indicar su costo unitario considerado en el módulo. Este valor se deberá desglosar en materiales, personal y otros gastos; y,
- xvii. Valor total actividad mantenimiento: corresponderá al costo total de la actividad de operación considerada en el módulo (N° de prestaciones por valor de la actividad mantenimiento).

En el dimensionamiento de la empresa modelo el Consultor sólo podrá emplear módulos contenidos en su documento enviado a la Comisión. El uso de cualquier otro módulo no informado a la Comisión en la instancia señalada será considerado como un incumplimiento a lo establecido en el presente documento técnico.

f) Selección de la muestra representativa de las instalaciones de la empresa modelo.

Los resultados obtenidos del análisis de información de la letra a) precedente, donde se definen las características propias de la empresa modelo, deberán permitir agrupar las instalaciones en módulos de características similares, según la metodología y criterios que deberá diseñar y fundamentar adecuadamente el Consultor.

Este tipo de agrupación permitirá establecer una muestra que será utilizada para proyectar los costos de las instalaciones de la empresa modelo de similares características.

Los módulos estándares de diseño se proyectarán a toda la zona de facturación, hasta abastecer la totalidad de la demanda.

En caso que el Consultor disponga de los medios que le permitan dimensionar completamente las instalaciones de la zona geográfica, podrá prescindir de recurrir a una muestra, por lo cual, en dicho caso, las instrucciones siguientes relativas al dimensionamiento de las instalaciones de la muestra deberán aplicarse para la totalidad de las instalaciones.

g) Dimensionamiento óptimo de las instalaciones de la muestra representativa.

Una vez determinada la cantidad de clientes por tipo, las ventas de potencia y energía, y la muestra representativa de las instalaciones, se deberá determinar la demanda de dimensionamiento de la muestra y, a continuación, establecer un diseño óptimo para ésta de modo de obtener instalaciones económicamente adaptadas a la demanda para la empresa modelo, conforme se indica en el punto 5.2.

h) Proyección de costos al resto del universo de instalaciones de la empresa modelo.

Empleando los costos de las instalaciones correspondientes a la muestra seleccionada se procederá a proyectar los costos del resto de la empresa modelo, según la distribución y agrupación de sus instalaciones.

i) Dimensionamiento de la operación y mantención de la empresa modelo.

Considerando las instalaciones adaptadas a la demanda, definidas para la empresa modelo, se deberá dimensionar la operación y mantención 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..

j) 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.

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

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

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.

r) Otra información necesaria para el desarrollo del estudio.

Adicionalmente, como antecedente complementario a los requeridos para el desarrollo del estudio, la empresa de referencia deberá proporcionar al Consultor toda otra información de la zona que a solicitud de éste sea relevante para el desarrollo del estudio y que le permita caracterizar a dicha empresa. A lo menos, se deberán considerar los siguientes antecedentes dispuestos en el formato establecido en el Anexo N° 1:

- i. Número de clientes por tipo de tarifa y comuna durante los últimos 10 años;
- ii. Kilómetros de red AT desagregados en aérea y subterránea, 3 $\phi$ , 2 $\phi$ , 1 $\phi$ , durante los últimos 5 años;
- iii. Kilómetros de red BT desagregados en aérea y subterránea, 3 $\phi$ , 2 $\phi$ , 1 $\phi$ , durante los últimos 5 años;
- iv. Kilómetros de red AT que es compartida con red BT, durante los últimos 5 años;
- v. Capacidad nominal (kVA) en T/D aérea o subterránea desagregadamente 3 $\phi$ , 2 $\phi$ , 1 $\phi$  durante los últimos 5 años;
- vi. Número de T/D desagregadamente 3 $\phi$ , 2 $\phi$ , 1 $\phi$  durante los últimos 5 años;
- vii. Número de alimentadores AT durante los últimos 5 años;
- viii. Potencia y energía vendida por tipo de tarifa y comuna durante los últimos 10 años;
- ix. Antecedentes históricos de actividades de poda;
- x. Programa anual de gestión del hurto de 2014 a 2020, incorporando información sobre presupuesto, personal propio y tercerizado y rendimientos.; y,
- xi. Estadísticas de falla.

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, mediante el despacho físico (CD-ROM, DVD, otro), y/o por vía electrónica a la dirección electrónica [fijacionDx@cne.cl](mailto:fijacionDx@cne.cl), 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 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, 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 por cada zona de facturación, detallado por tipo de clientes (regulados, otras distribuidoras, libres y peajes) y por opción tarifaria.

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

Para lo anterior, el Consultor deberá analizar los antecedentes de la empresa de referencia y emplear las proyecciones de demanda realizadas por la Comisión. Particularmente, la información a entregar por parte de la Comisión corresponderá a la proyección de la demanda de energía para el horizonte de planificación, detallada por mes y por punto de inyección a distribución de la empresa de referencia. Adicionalmente, 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.

Los resultados obtenidos por el Consultor deberán ser consistentes con lo informado por la Comisión. Particularmente, la proyección de demanda realizada por el Consultor deberá

ajustarse en todo momento a las proyecciones de demanda de energía y los mencionados factores de carga<sup>8</sup>.

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 éstos regulados, libres, otras distribuidoras o bien usuarios que estén sujetos a peajes de distribución. 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.

En cada zona de facturación se determinará, para la cantidad de clientes establecida, la energía anual, la potencia máxima no coincidente del sistema de distribución y las potencias de diseño<sup>9</sup> en baja tensión (BT), utilizando las siguientes expresiones:

$$P_{BT} = \frac{P_{BT\_NC}}{fdiv_{ctesBT/SD}}$$

Con:

$$P_{BT\_NC} = \frac{Eaño_{BT\_zona}}{8.760 \cdot fc_{ctesBT}}$$

$$fdiv_{ctesBT/TD} = \frac{\sum kVA_{ctes\_conectada} \cdot fd_{ctesBT}}{\sum kVA_{T/D} \cdot fd_{TT/DD}}$$

Dónde:

$P_{BT}$	:	Potencia de diseño red BT en zona de facturación.
$P_{BT\_NC}$	:	Potencia no coincidente red BT en zona de facturación.
$fdiv_{ctesBT/TD}$	:	Factor de diversidad de consumos de clientes de BT a Transformador de distribución.
$Eaño_{BT\_zona}$	:	Energía agregada anual vendida en BT en zona de facturación.
$fc_{ctes BT}$	:	Factor de carga de clientes BT en la zona de facturación.

<sup>8</sup> El consultor sólo podrá utilizar menores factores de carga en aquellos casos en que, fundadamente, demuestre se justifique por los efectos esperados de la entrada en operación de alguna obra resultante de los planes de expansión anual de la transmisión.

<sup>9</sup> 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).

kVA <sub>ctesConectada</sub>	:	Capacidad conectada o instalada a clientes de BT (en el caso de BT <sub>1</sub> corresponde a la capacidad del limitador de corriente).
fd <sub>ctesBT</sub>	:	Es el factor de demanda de clientes BT, el cual deberá determinarse fundadamente por el Consultor.
kVA <sub>T/D</sub>	:	Capacidad instalada en transformadores de distribución propios de la empresa de referencia.
fd <sub>TT/DD</sub>	:	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 ( $\Delta P_{BT\_NC}$ ), y considerando, además, los retiros efectuados en ese nivel de tensión, de acuerdo con la siguiente expresión:

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

Con:

$$P_{AT\_NC} = P_{BT\_NC} + \Delta P_{BT\_NC} + \frac{Eaño_{AT\_zona}}{8.760 \cdot fc_{ctesAT}}$$

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

$P_{AT}$	:	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 en zona de facturación.
$\Delta P_{BT\_NC}$	:	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.
$fc_{ctesAT}$	:	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.

Los antecedentes para estos análisis serán proporcionados por la empresa de referencia, según los formatos y especificaciones indicadas en el Anexo N° 1.

En caso que el Consultor opte por analizar como zona de facturación un área menor a una comuna, deberá informar a la CNE la metodología, criterios y datos utilizados para la desagregación y elección de la muestra en estudio.

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

- a) 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. Adicionalmente, deberá ser consistente con los antecedentes de demanda entregados por la Comisión;
- b) A partir de esta proyección, se determinará la cantidad de clientes y energía, así como la demanda agregada de energía, para el horizonte de planificación, desagregado en cada zona de facturación;
- c) En el caso de los retiros en AT, en cada zona de facturación, la demanda agregada se asignará proporcionalmente a los transformadores existentes y localizados geográficamente, la cual se proyectará de igual forma que la de BT; y,
- d) Utilizando los resultados de las proyecciones anteriores y las expresiones indicadas precedentemente, se determinará el requerimiento anual de potencia para cada año del horizonte 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.

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

El Consultor deberá desarrollar un estudio de dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo para el 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 normativa vigente al momento de inicio del estudio.

Para tal efecto, primero en baja tensión, considerará la demanda agregada de potencia de dimensionamiento en cada zona de facturación, calculada a nivel de cliente. Sólo en aquellos casos en que el Consultor no cuente con los medios para determinar la potencia de dimensionamiento en cada zona de facturación a nivel de cliente, esta potencia será uniformemente distribuida en toda la extensión de las redes de distribución BT diseñadas (trifásicas y enmalladas, entre otras). El trazado de la red de baja tensión 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 en que sea más económico atravesar predios privados pagando las servidumbres correspondientes, lo cual si es el caso, el Consultor deberá fundamentar debidamente a través de una evaluación económica que deberá ser presentada en el informe del estudio. 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.

Igualmente, en donde la empresa de referencia tenga instalaciones subterráneas operando, el Consultor podrá diseñar redes subterráneas eficientes.

El dimensionamiento de las redes se realizará considerando la ubicación y tipo de estructuras optimizadas, un rango eficiente de densidad de corriente, en el período óptimo de vida útil económica de la línea, desde su instalación hasta el momento eficiente de su reposición o refuerzo. 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, 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.

A partir de los resultados anteriores, y considerando módulos estándares de diseño, el Consultor evaluará las distintas alternativas de capacidades normalizadas realizando las adecuaciones a la red de BT asociada a cada una de éstas. De esta forma, 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.

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 toda la zona de facturación, 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 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 ésta.

Los alimentadores tipo se determinarán de manera eficiente dentro de la empresa modelo para su dimensionamiento, tomando como referencia la ubicación y capacidad de las subestaciones primarias tanto existentes como aquellas previstas en los correspondientes planes de expansión anual de la transmisión, debiendo, sin embargo, el Consultor analizar y seleccionar el nivel de tensión más adecuado de distribución. Para elegir, desde una

perspectiva económica, el nivel óptimo de tensión, el Consultor deberá evaluar el valor presente de los costos estándares de inversión, operación, mantenimiento, del ajuste por efectos de impuesto a la renta y de las pérdidas en el horizonte de planificación para niveles de tensión nominal distintos de los que posee actualmente la empresa de referencia, considerando todos los costos asociados al cambio de nivel de tensión, entre otros, el costo de reemplazo de los transformadores particulares y el costo de las correspondientes adecuaciones que deban efectuarse en la o las subestaciones primarias, así como los ahorros asociados, menores pérdidas y menores costos de mantenimiento y operación, entre otros.

El área de operación de los alimentadores se definirá a partir de 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. 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.

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 en las zonas donde actualmente existen líneas subterráneas, 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 éste se llevó a cabo, distinguiendo los casos entre aquellos que requirieron o no rotura y reposición de pavimentos. El Consultor deberá entregar como resultado complementario, los valores agregados de la porción aérea y de la porción subterránea de la red que resultan de considerar en cada empresa de referencia los tendidos existentes, debiendo justificar la asignación de costos efectuada y la justificación de los valores obtenidos;
- b. Uso de materiales y equipos eficientes de acuerdo con tecnología disponible a la fecha de inicio del estudio, la cual se deberá justificar técnica y económicamente;
- c. Sección óptima de los conductores;
- d. Alternativas de postación, con diferentes materiales y distancias entre postes;
- e. Instalación de compensación de reactivos, acorde a lo estipulado en la normativa vigente;
- f. Subestaciones con cambiador de derivaciones bajo carga o sin carga, cuando corresponda;
- g. Transposiciones en las líneas trifásicas de AT;
- h. Equipos de maniobra en los límites de zona de alimentadores donde existe posibilidad de transferencia de carga entre alimentadores;
- i. Equipos de protecciones, fusibles, desconectores, etc., eficientemente dispuestos en relación con los criterios de confiabilidad considerados;

- j. 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;
- k. Barras de toma a tierra en BT;
- l. Diseño considerando traspasos de carga eficientes entre alimentadores; y,
- m. 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 preparar una memoria de cálculo que contenga los fundamentos, análisis y resultados, los cuales deberán ser entregados por el Consultor en el informe de su estudio.

En el dimensionamiento del sistema eléctrico el Consultor deberá suponer que el factor de potencia de los usuarios cumple con lo establecido en la normativa vigente. En particular para aquellos clientes señalados en el inciso primero del artículo 3-11 de la NTDx, el Consultor deberá establecer una metodología y representar el factor de potencia aplicable, considerando para ello los antecedentes de las campañas de medición establecidas en dicha norma.

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<sup>10</sup>. 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, deberán asignar sus costos a través de una prorrata representativa que refleje la proporción de uso de ambos niveles de tensión en la respectiva área típica.

Para el dimensionamiento del Sistema de Gestión y Calidad, que son parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control, el Consultor deberá considerar las exigencias establecidas

---

<sup>10</sup> Decreto Supremo N° 7T de 2018, del Ministerio de Energía, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial.

en la NTDx y el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC), este último fijado a través de Resolución Exenta N° 468, de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 22 de agosto de 2019.

Asimismo, el Consultor deberá considerar los componentes geográficos, densidad de clientes, cobertura de servicios de telefonía e internet y normativa de telecomunicaciones aplicable. Lo anterior con el objeto de determinar los distintos tipos de soluciones óptimas para cada 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.

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.

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 normativa vigente.

Los resultados obtenidos deberán ser presentados por el Consultor en su informe del estudio, en cuadros que muestren en forma clara<sup>11</sup> 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

---

<sup>11</sup> El Consultor deberá incluir una descripción de cada una de las actividades de operación y mantenimiento consideradas, señalando a lo menos en qué consisten.

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 normativa vigente, 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 el país, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que establece la normativa vigente, 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:

- a) Identificación y descripción de los procesos, actividades y funciones mínimas que debe desarrollar la empresa modelo;
- b) 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;
- c) Descripción de las tareas asignadas a personal propio;
- d) Descripción de las tareas asignadas a contratistas;
- e) 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)

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

El Consultor deberá completar los cuadros a) y b) del punto 3.4.5 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 éstas 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 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.

Las remuneraciones de la empresa modelo no incluirán beneficios distintos a las obligaciones legales.

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.

Con todo, el Consultor deberá considerar como tope para el costo laboral de la empresa modelo, el monto fijado por la SEC para la empresa de referencia en el proceso de Costos e Ingresos de Explotación para el año base, calculado a partir de las partidas de costos consideradas en la empresa modelo, y proyectar su evolución en consistencia con las modificaciones de estructura y/o aumentos de personal requeridos para su gestión eficiente.

### **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 a los dimensionamientos de clientes y ventas, de las instalaciones del sistema eléctrico, de la operación y mantención y de la organización de la empresa modelo.

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 éstas. 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.

## **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, 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 éstos que puedan ser prestados fuera del servicio público de distribución de la empresa eficiente y que el diseño de ésta evite el doble pago de los servicios señalados.

Para efectos de lo anterior, el Consultor deberá realizar un levantamiento de la totalidad de los servicios prestados por las empresas, ya sean estos sujetos o no a fijación de precios, analizando si, de acuerdo a su naturaleza, corresponde que sean considerados como parte 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 5 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, ni los costos asociados a aquellas suspensiones de servicio eléctrico efectuadas por no pago de gastos comunes de acuerdo al artículo 5º de la ley Nº 19.537, sobre copropiedad inmobiliaria.

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.

### **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 5 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. 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 será, para el Dólar Observado, \$681,99 y para el Euro, \$775,50, equivalentes al promedio de diciembre del año base.

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 costo financiero asociado al capital de explotación.

#### 6.1.1.1 Precios Unitarios

Los precios unitarios 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.

Los precios unitarios de las instalaciones eléctricas para la empresa modelo corresponderán al mínimo valor resultante de comparar los precios obtenidos en estudios de precios, cotizaciones o los precios fijados en el VNR2018, determinados de acuerdo a la siguiente metodología:

#### A. Estudio de Precios

El consultor deberá desarrollar estudios de mercados específicos o adquirirlos, en cuyo caso estos no podrán provenir de empresas relacionadas con las empresas de servicio público de distribución<sup>12</sup>. El estudio deberá considerar valores al 31 de diciembre del año base respecto de precios de materiales y equipos eléctricos usados en instalaciones de distribución, desestimando efectos coyunturales de precios que, fundadamente, considere no sostenibles en el tiempo. 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.

Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, materiales y equipos, el estudio deberá considerar toda la oferta disponible tanto a nivel local como de importación, debiendo optar por el precio mínimo, sin degradar el estándar de calidad de componentes, y teniendo presente las condiciones de calidad y seguridad de servicio.

#### B. Cotizaciones

El Consultor podrá considerar precios extraídos desde cotizaciones, licitaciones y compras efectivas respaldadas por escrito de empresas productoras o consumidoras de

---

<sup>12</sup> De acuerdo a los términos señalados en la ley N°18.045, de Mercados de Valores.

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, desde fuentes nacionales o internacionales, relacionadas o independientes de las empresas distribuidoras.

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 precios obtenidos.

En estos casos el Consultor deberá determinar el valor del elemento considerando los descuentos por volúmenes de compra habituales para una empresa de tamaño similar al de la empresa modelo y, en aquellos casos de contar con más de una cotización, se deberá emplear la de menor valor. En caso de que una componente determinada se encuentre descontinuada en su fabricación o, por alguna razón fundamentada, no fuere posible determinar su valor de mercado en los términos en que ésta se encuentra caracterizada en el inventario del tramo respectivo, el consultor podrá valorizarla conforme el precio de mercado de componentes que presten la misma función y con el mismo estándar de calidad.

### C. Precios Fijados en el VNR2018

Para la determinación del precio unitario proveniente del VNR2018, 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 considerar será el menor valor correspondiente al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica;
- 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 al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 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 3.6 del Informe Técnico que determina la metodología de definición de las Áreas Típicas de Distribución; y,

- 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 al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para un elemento de similares características técnicas existente.

#### D. 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 fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para la empresa de referencia.

##### 6.1.1.2 Montaje

Para el montaje, el Consultor deberá considerar descuentos por volumen u otros conceptos, que sean obtenibles por una empresa del tamaño de la empresa de referencia.

El recargo por montaje para la empresa modelo corresponderá al mínimo valor resultante de comparar los valores obtenidos en estudios de costos, cotizaciones o el recargo por montaje fijado en el VNR2018, determinados de acuerdo a la siguiente metodología:

#### A. Estudio de Costos

El Consultor deberá desarrollar estudios de mercados específicos o adquirirlos, en cuyo caso estos no podrán provenir de empresas relacionadas con las empresas de servicio público de distribución<sup>13</sup>. El estudio deberá considerar valores al 31 de diciembre del año base respecto de costos de montaje de materiales y equipos eléctricos usados en instalaciones de distribución, desestimando efectos coyunturales de precios que, fundadamente, considere no sostenibles en el tiempo. 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.

Para la determinación de los costos de montaje, el estudio deberá considerar toda la oferta disponible a nivel local, debiendo optar por el costo mínimo.

#### B. Cotizaciones

El Consultor podrá considerar costos o estándares de montaje extraídos desde cotizaciones, licitaciones y proyectos efectivos respaldados por escrito, de empresas instaladoras de equipos eléctricos, esto es, generadores, transmisores, distribuidores,

---

<sup>13</sup> De acuerdo a los términos señalados en la ley N°18.045, de Mercados de Valores.

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.

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 de prestaciones habituales para una empresa de tamaño similar al de la empresa modelo y, en aquellos casos de contar con más de una cotización, se deberá emplear la de menor valor.

### C. Montaje Fijados en el VNR2018

Para la determinación del recargo por montaje proveniente del VNR2018, 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 montaje a considerar será el menor valor correspondiente al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para las empresas distribuidoras clasificadas en la misma área típica;
- 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 montaje a considerar será el menor valor correspondiente al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para dicho elemento dentro de las empresas distribuidoras clasificadas en las áreas típicas contiguas a la de la empresa de referencia<sup>14</sup>;
- 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 montaje a considerar será el menor valor correspondiente al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 para un elemento de similares características técnicas existente en su área típica; y,
- iv. Finalmente, si el elemento a valorizar no puede ser asimilado a uno de similares características técnicas, el Consultor deberá determinarlo y justificarlo, indicando a lo menos la cantidad de horas hombre consideradas y el valor unitario de la hora hombre.

---

<sup>14</sup> Se entenderá por área típica contigua a la definida en el numeral 6.2.1, C ii.

### 6.1.1.3 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.

#### A. Derechos Municipales, Derechos de Vialidad y Reposición de Pavimentos

Sólo se considerarán derechos municipales, derechos de vialidad y reposición de pavimentos, de acuerdo a la metodología que se establece a continuación:

1. Respecto de las obras consideradas para el abastecimiento de la demanda del año base, no se considerarán derechos municipales, ni los cobros efectuados por la dirección de vialidad ni los costos de reposición de pavimentos.
2. Para el caso de ampliación de las instalaciones asociadas al proceso normal de crecimiento de la empresa de referencia, el Consultor deberá estimar los derechos municipales, vialidad y reposición de pavimentos bajo criterios de eficiencia económica de los parámetros físicos y temporales asociados a la ejecución de las obras de distribución de manera de minimizar su pago, y de acuerdo a lo siguiente:
  - i. En base a información de la empresa de referencia relativa a los pagos efectivamente realizados a los municipios, Vialidad, Serviu u otros por concepto de derechos municipales, derechos de vialidad y reposición de pavimento, el Consultor deberá determinar la suma de los valores anuales pagados por la empresa de referencia durante el período 2015 a 2018. Los pagos a considerar por el Consultor en el cálculo de los valores mencionados, serán sólo aquellos respaldados con documentos donde conste la efectividad del pago, descontados los realizados fuera de la zona de concesión de la empresa y aquellos asociados a labores de operación y mantenimiento;
  - ii. Considerando lo expuesto en el punto i anterior, el Consultor calculará un factor de reconocimiento de los derechos señalados determinado como el cociente entre el monto total calculado en la letra i precedente y el VNR fijado por la Superintendencia en el proceso VNR2018 para la empresa de referencia; y,
  - iii. Finalmente, el monto por derechos asociados a ampliación de las instalaciones asociadas al proceso normal de crecimiento a considerar por el Consultor para la empresa modelo se obtendrá como la multiplicación del VNR de las

instalaciones de la empresa modelo, multiplicado por el factor determinado en el punto anterior.

3. Para el caso de obras de operación y mantenimiento, el Consultor deberá estimar los derechos municipales, vialidad y reposición de pavimentos bajo criterios de eficiencia económica de los parámetros físicos y temporales asociados a la ejecución de las obras de distribución de manera de minimizar su pago, y de acuerdo a lo siguiente:
  - i. En base a información de la empresa de referencia relativa a los pagos efectivamente realizados a los municipios, Vialidad, Serviu u otros por concepto de derechos municipales, derechos de vialidad y reposición de pavimento, el Consultor deberá determinar la suma de los valores anuales pagados por la empresa de referencia durante el período 2015 a 2018. Los pagos a considerar por el Consultor en el cálculo de los valores mencionados, serán sólo aquellos respaldados con documentos donde conste la efectividad del pago, considerando solo aquellos asociados a labores de operación y mantenimiento;
  - ii. Considerando lo expuesto en el punto i anterior, el Consultor calculará un factor de reconocimiento de los derechos señalados determinado como el cociente entre el monto total calculado en la letra i precedente y los Costos de Explotación fijados por la Superintendencia para el año 2018, descontados los montos reconocidos por conceptos de compras de energía y potencia;
  - iii. Finalmente, el monto por derechos asociados a labores de operación y mantenimiento a considerar por el Consultor para la empresa modelo se obtendrá como la multiplicación del COMA de la empresa modelo, multiplicado por el factor determinado en el punto anterior; y,
  - iv. Para todos los efectos, el monto resultante del literal iii precedente deberá formar parte del COMA de la empresa modelo.

Por cada uno de los derechos (derechos municipales, derechos de vialidad, reposición de pavimento y otros derechos considerados), el Consultor deberá detallar y adjuntar en su informe del estudio, como mínimo los cálculos realizados y las metodologías y criterios de optimización empleados.

## B. Servidumbres

Respecto a las servidumbres, el Consultor deberá estimarlas bajo criterios de eficiencia técnica y económica asociados al pago por uso de franjas de terrenos o espacios físicos utilizados por las instalaciones de distribución, y de acuerdo a la siguiente metodología:

- i. Por cada uno de los alimentadores de la empresa modelo, se estimarán los kilómetros de red que hacen uso de franjas de terrenos o espacios físicos, afectos al pago de servidumbres;

- ii. En base a información de la empresa de referencia correspondiente a los pagos efectivos realizados por concepto de servidumbres, sean estos dentro o fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia, el Consultor deberá determinar un valor medio de pagos de servidumbres por kilómetro de red, calculado como el cociente entre los pagos efectivos realizados por la empresa de referencia por concepto de servidumbres 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 servidumbres 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 servidumbres resultantes de multiplicar los kilómetros de red calculados en el punto i anterior y el valor medio de pagos de servidumbres por kilómetro de red calculado en el punto ii anterior.

Por cada servidumbre, el Consultor deberá detallar y adjuntar en su informe del estudio, como mínimo los cálculos realizados y las metodologías y criterios de optimización empleados.

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, serán tratados de manera similar a las servidumbres eléctricas, de modo que se deberá considerar lo efectivamente pagado por la empresa de referencia por este concepto, considerando sólo los últimos 4 años contados desde el año base (2015 a 2018).

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.

### C. 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.

#### 6.1.1.4 Bienes intangibles

Corresponderá 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 intangibles fueron fijados por la Superintendencia, y si correspondiese, por el Panel de Expertos para el proceso de VNR2018.

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.

#### 6.1.1.5 Capital de explotación

El capital de explotación será calculado por el Consultor como un doceavo de las entradas de explotación de la empresa modelo estimadas para cada uno de los años del horizonte de planificación. El Consultor deberá considerar para este cálculo la recuperación del valor del capital de explotación al término del período de evaluación.

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 ésta 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.

### **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 por la Superintendencia en su proceso de VNR2018, distinguiendo Terrenos, Edificios, Vehículos, Equipos, Bienes de Oficina, Hardware, Software, SCADA<sup>15</sup> 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 cotización, 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.

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 fijados en el VNR2018, 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 fijados en el VNR2018**

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

---

<sup>15</sup> 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.

- 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 fijado por SEC durante el proceso VNR2018 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 al fijado por SEC durante el proceso VNR2018 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;
- 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 fijado por SEC durante el proceso VNR2018 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.

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 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: 16, 17, 18 19, 20 y 21, 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 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:

$$k_e = \frac{CEXLMME}{NCME} \quad k_d = \frac{CEXLMMD}{NCMD} \quad k_h = \frac{CEXLMMH}{NCMH} \quad k_u = \frac{CEXLMUM}{NCUM}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

NCME	:	Número de clientes 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 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 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 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:

$$CEXFC = CEXFCMT + CEXFCUM$$

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:

$$k_{fcmt} = \frac{CEXFCMT}{NCME} \quad k_{fcum} = \frac{CEXFCUM}{NCUM}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

NCME	:	Número de clientes 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 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 determinadas en el punto 5.2.

Para cada uno de los años del horizonte de tarificación, el cálculo se deberá efectuar, como mínimo, para cada uno de los alimentadores de distribución AT del sistema, considerando al transformador de distribución secundaria como la mínima representación de los consumos. En estas condiciones, las pérdidas de distribución en el sistema de distribución BT deberán obtenerse por una modelación o una metodología de cálculo específica, que considere todas las configuraciones presentes en el área típica. La utilización de extrapolaciones para el total de una etapa del sistema eléctrico de distribución, deberá ser compatible con las unidades de análisis o configuración definida en el punto 5.2 de dimensionamiento.

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 optimización en la asignación de recursos, de forma que los niveles de incobrabilidad y de esfuerzo para evitarlas sean socialmente los óptimos, contexto en el cual los datos históricos no son necesariamente un referente válido. En todo caso, esta estimación no deberá exceder el mínimo entre el 1% de las ventas totales y el porcentaje real que las ventas incobrables representan de las ventas de la empresa de referencia para el año base.

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 en BT un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulte económica. Para este efecto, el estudio deberá justificar el porcentaje de hurto residual, el cual no deberá exceder el 2% de la energía vendida a clientes regulados BT. No obstante lo anterior, el Consultor podrá elaborar un estudio

técnico económico que demuestre que es económicamente más eficiente superar dicho límite, el cual no puede ser superior al hurto residual histórico de la empresa de referencia. El Consultor deberá estimar el costo de las políticas de control 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 óptimo debe ser consistente con el nivel de hurto residual que se considere en el diseño 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:

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

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 (CINSBT\_A) y otra a distribución BT subterránea (CINSTBT\_S), de acuerdo al criterio de prorrata proporcional al VNR de instalaciones físicas de AT y BT de la empresa modelo.

$$CINST = CINST\_A + CINSTAT\_S + CINSTBT\_A + CINSTBT\_S \quad [\$]$$

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

$$kiat\_A = \frac{CINSTAT\_A + CIMIAT\_A}{kWAT\_A} \quad [$/kW]$$

$$kiat\_S = \frac{CINSTAT\_S + CIMIAT\_S}{kWAT\_S} \quad [$/kW]$$

$$kibt\_A = \frac{CINSTBT\_A + CIMIBT\_A}{kWBT\_A} \quad [$/kW]$$

$$kibt_S = \frac{CINSTBT_S + CIMIBT_S}{kWBT_S} \quad [$/kW]$$

$$kisd_A = \frac{CINSTAT_A + CIMIAT_A + CINSTBT_A + CIMIBT_A}{kWSD_A} \quad [$/kW]$$

$$kisd_S = \frac{CINSTAT_S + CIMIAT_S + CINSTBT_S + CIMIBT_S}{kWSD_S} \quad [$/kW]$$

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:

$$a_{kiat_A} = \frac{a \cdot CINSTAT_A + b \cdot CIMIAT_A}{kWAT - A} \quad [$/kW]$$

$$a_{kiat_S} = \frac{c \cdot CINSTAT_S + d \cdot CIMIAT_S}{kWAT_S} \quad [$/kW]$$

$$a_{kibt_A} = \frac{e \cdot CINSTBT_A + f \cdot CIMIBT_A}{kWBT_A} \quad [$/kW]$$

$$a_{kibt_S} = \frac{g \cdot CINSTBT_S + h \cdot CIMIBT_S}{kWBT_S} \quad [$/kW]$$

$$a_{kisd_A} = \frac{a \cdot CINSTAT_A + b \cdot CIMIAT_A + e \cdot CINSTBT_A + f \cdot CIMIBT_A}{kWSD_A} \quad [$/kW]$$

$$a_{kisd_S} = \frac{c \cdot CINSTAT_S + d \cdot CIMIAT_S + g \cdot CINSTBT_S + h \cdot CIMIBT_S}{kWSD_S} \quad [$/kW]$$

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:

AGRUPACIÓN	AÑOS
Bienes inmuebles distintos a los terrenos	50
Conductores	50
Elementos de sujeción y aislación	30
Equipamiento computacional	5
Equipamiento de oficina no fungible	15
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
Equipos de control y telecomando	10
Estructuras de líneas o subestaciones	50
Obras civiles	50
Protecciones digitales	15
Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	10
Terrenos y servidumbres	Perpetua
Vehículos	10

## 6.5 Costo de operación y mantenimiento de la empresa modelo, COYM

Por cada uno de los años del horizonte de tarificación, el costo de operación y mantenimiento 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 total resultante de la asignación de las Actividades 1 a 15 del cuadro “Actividades a Considerar” del punto 2 en el Anexo N° 2, según se presenta a continuación:

CÓDIGO ACTIVIDAD	ACTIVIDAD	ASIGNACIÓN DE ACTIVIDAD
1	Operación Distribución AT aérea	COYMAT_A
2	Operación Distribución AT subterránea	COYMAT_S
3	Operación Distribución BT aérea	COYMBT_A
4	Operación Distribución BT subterránea	COYMBT_S
5	Operación Subestaciones de distribución aéreas	Asignación aéreas
6	Operación Subestaciones de distribución subterráneas	Asignación subterráneas
7	Operación Otras subestaciones distribución	Asignación general
8	Mantenimiento Distribución AT aérea	COYMAT_A
9	Mantenimiento Distribución AT subterránea	COYMAT_S
10	Mantenimiento Distribución BT aérea	COYMBT_A
11	Mantenimiento Distribución BT subterránea	COYMBT_S
12	Mantenimiento Subestaciones de distribución aéreas	Asignación aéreas
13	Mantenimiento Subestaciones de distribución subterráneas	Asignación subterráneas
14	Mantenimiento Otras subestaciones distribución	Asignación general
15	Conexión de clientes de Distribución	Asignación general

Donde:

- i. **Asignación aéreas:** Costo de la actividad se distribuye entre COYMAT\_A y COYMBT\_A a prorrata de los montos totales asignados a directamente a dichas partidas;
- ii. **Asignación subterráneas:** Costo de la actividad se distribuye entre COYMAT\_S y COYMBT\_S a prorrata de los montos totales asignados a directamente a dichas partidas; y,
- iii. **Asignación general:** Costo de la actividad se distribuye entre COYMAT\_A, COYMAT\_S, COYMBT\_A y COYMBT\_S a prorrata de los montos totales asignados a directamente a dichas partidas.

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

$$koymat\_A = \frac{COYMAT\_A}{kWAT\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$koymat\_S = \frac{COYMAT\_S}{kWAT\_S} \quad [$/kW/año]$$

$$koymbt\_A = \frac{COYMBT\_A}{kWBT\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$koymbt\_S = \frac{COYMBT\_S}{kWBT\_S} \quad [$/kW/año]$$

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

$$koymsd\_A = \frac{COYMBT\_A + COYMAT\_A}{kWSD\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$koymsd\_S = \frac{COYMBT\_S + COYMAT\_S}{kWSD\_S} \quad [$/kW/año]$$

## 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:

$$AEIRAT\_A = \frac{t \cdot (a \cdot CINSTAT\_A + b \cdot CIMIAT\_A - DAT\_A)}{(1 - t)}$$

$$AEIRAT\_S = \frac{t \cdot (c \cdot CINSTAT\_S + d \cdot CIMIAT\_S - DAT\_S)}{(1 - t)}$$

$$AEIRBT\_A = \frac{t \cdot (e \cdot CINSTBT\_A + f \cdot CIMIBT\_A - DBT\_A)}{(1 - t)}$$

$$AEIRBT\_S = \frac{t \cdot (g \cdot CINSTBT\_S + h \cdot CIMIBT\_S - DBT\_S)}{(1 - t)}$$

Donde:

<i>t</i>	:	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.
<i>DAT_A</i>	:	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.
<i>DAT_S</i>	:	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.
<i>DBT_A</i>	:	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.
<i>DBT_S</i>	:	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, c, d 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:

$$DAT\_A = \sum_{i=1}^n DAT\_A_i$$

$$DAT\_S = \sum_{i=1}^m DAT\_S_i$$

$$DBT_A = \sum_{i=1}^o DBT_{A_i}$$

$$DBT_S = \sum_{i=1}^p DBT_{S_i}$$

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

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

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

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

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:

$$kaeirat\_A = \frac{AEIRAT\_A}{kWAT\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$kaeirat\_S = \frac{AEIRAT\_S}{kWAT\_S} \quad [$/kW/año]$$

$$kaeirbt\_A = \frac{AEIRBT\_A}{kWBT\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$kaeirbt\_S = \frac{AEIRBT\_S}{kWBT\_S} \quad [$/kW/año]$$

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:

$$kaeirsd\_A = \frac{AEIRAT\_A + AEIRBT\_A}{kWSD\_A} \quad [$/kW/año]$$

$$kaeirsd\_S = \frac{AEIRAT\_S + AEIRBT\_S}{kWSD\_S} \quad [$/kW/año]$$

## 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

$$CFE = kav + ke + kfcmt \quad [$/cliente/año]$$

$$CFD = kav + kd + kfcmt \quad [$/cliente/año]$$

$$CFH = kav + kh + kfcmt \quad [$/cliente/año]$$

$$CFU = kav + ku + kfcum \quad [$/cliente/año]$$

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

$$VADAT\_A = a\_kiat\_A + koymat\_A + kaeirat\_A \quad [$/kW/año]$$

$$\begin{aligned}
 VADAT\_S &= a\_kiat\_S + koymat\_S + kaeirat\_S \quad [$/kW/año] \\
 VADBT\_A &= a\_kibt\_A + koymbt\_A + kaeirbt\_A \quad [$/kW/año] \\
 VADBT\_S &= a\_kibt\_S + koymbt\_S + kaeirbt\_S \quad [$/kW/año] \\
 VADSD\_A &= a\_kisd\_A + koymSD\_A + kaeirsd\_A \quad [$/kW/año] \\
 VADSD\_S &= a\_kisd\_S + koymSD\_S + kaeirsd\_S \quad [$/kW/año]
 \end{aligned}$$

En que:

VADAT_A	:	Valor agregado por costos de distribución de AT aéreo.
VADAT_S	:	Valor agregado por costos de distribución de AT subterráneo.
VADBT_A	:	Valor agregado por costos de distribución de BT aéreo.
VADBT_S	:	Valor agregado por costos de distribución de BT subterráneo.
VADSD_A	:	Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución aéreo.
VADSD_S	:	Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución subterráneo.

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 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:

$$CC_i = CC_o \times \left( \alpha_{cc} \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + \beta_{cc} \cdot \frac{CPI}{CPI_o} \cdot \frac{D}{D_o} \right) \times \left( \frac{1-t}{1-t_o} \right)^{Y_{CC}}$$

Dónde:

CC	:	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_A, VADAT_S, VADBT_A, VADBT_S, VADSD_A y VADSD_S.
$\alpha_{CC}$	:	Coefficiente de indexación de la componente CC para la variación del IPC.
$\beta_{CC}$	:	Coefficiente de indexación de la componente CC para la variación del CPI.
$\gamma_{CC}$	:	Coefficiente de indexación de la componente CC para la variación de la tasa de impuesto.
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.
IPC <sub>0</sub>	:	Índice de precios al consumidor base.
CPI <sub>0</sub>	:	Consumer Price Index (All Urban Consumers) base.
Do	:	Tipo de cambio base.
to	:	Tasa de impuesto a las utilidades de primera categoría base.

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

- a) 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; y,
- b) 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 APORTADAS POR TERCEROS

El Consultor deberá identificar aquellas instalaciones que han sido recibidas por la empresa de referencia a un precio inferior que su costo, en los últimos 30 años.

Por ejemplo:

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

Tales instalaciones serán valorizadas de acuerdo al valor efectivamente pagado por la empresa distribuidora, en la medida que sea inferior a los costos fijados para el estudio.

## **9 INFRAESTRUCTURA COMPARTIDA**

Se entiende por infraestructura compartida aquella que se utiliza tanto para prestar el servicio de distribución de la empresa modelo como los Servicios Asociados sujetos a fijación de tarifas, a que se refiere el numeral 4 del Artículo 147 de la LGSE. Es, por tanto, infraestructura compartida aquella que es imprescindible para prestar ambos servicios, de modo que los servicios no se podrían prestar sin que existiese aquella, por ejemplo, la postación para el servicio de apoyo en postes.

Respecto de la infraestructura compartida, el Consultor deberá proponer un mecanismo que –en la medida de lo posible– signifique que ambos servicios, esto es el servicio asociado y el servicio de distribución, remuneren la misma instalación, sin que se produzcan dobles pagos para la empresa.

Así el Consultor deberá buscar un mecanismo que represente para cada uno de los usuarios de los servicios, las sinergias y economías que origina el que con la misma infraestructura se presten ambos servicios.

## **10 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.

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.

## **11 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, éstas se agruparán de acuerdo a la siguiente clasificación:

- A. Costo total de inversión y Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta.
- B. Costos de Operación y Mantenimiento.
- C. Costos Fijos independientes del consumo.
- D. Pérdidas Medias.

## **ANEXO N° 1**

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

Deberá entenderse que el presente anexo forma parte del documento técnico “Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución”.

Conforme a los criterios de diseño definidos para el estudio de valores agregados de distribución, en adelante VAD, las empresas de referencia seleccionadas para 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 Anexo.

La referida información deberá estar disponible 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, la que será expresamente solicitada por la Comisión.

Asimismo y sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar otra información a las empresas de referencia durante el desarrollo del estudio, cuyos plazos de entrega serán especificados en la respectiva solicitud.

La Comisión coordinará las solicitudes de información que realice el Consultor del estudio del VAD, para lo cual deberán dirigir por escrito sólo a ésta 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.

Los antecedentes informados deberán ser consistentes con aquellos informados a la SEC en sus procesos regulares, tales como Infraestructura Dx, Ingresos de Explotación, entre otros.

#### **1) ANTECEDENTES GEORREFERENCIADOS**

La empresa de referencia deberá indicar cuál es su zona de concesión al 31 de diciembre del año base. Para tal efecto deberá proporcionar antecedentes georeferenciados, en los cuales delimite su zona de operación asociada a cada punto de compra. En caso que la zona 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 Superintendencia de Electricidad y Combustible, en adelante 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 georeferenciados que se entreguen, contendrán 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;
- El trazado de las calles y caminos para el desarrollo de las redes, incluyendo los obstáculos físicos para el mismo;
- Los bienes nacionales de uso público y los terrenos fiscales o particulares;
- Se deberá trazar las zonas de facturación<sup>1</sup> actuales, a partir de las cuales se identificará la información de consumo que se solicita a través de los formatos que se incluyen más adelante;
- Se marcarán e identificarán las subestaciones primarias o puntos de ingreso de energía y potencia a los sistemas de distribución indicando kVA instalados, los cuales deberán ser consistentes con los puntos de inyección a distribución utilizados por la CNE en la proyección de demanda de energía;
- Se marcarán los transformadores particulares (T/P) (código SEC y capacidad kVA) asociados a los retiros en AT de clientes propios;
- Se marcarán 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); y,
- Adicionalmente, deberá informar cada uno de los suministros ubicados tanto dentro como fuera del área 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 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 digitalmente las copias de los documentos que avalen tal disposición.

---

<sup>1</sup> Se entiende por zona de facturación a la unidad mínima de desagregación de la información de demanda de los clientes, que para efectos del presente estudio se considerará como la comuna, sin perjuicio de lo señalado en el punto 5.1 del documento técnico.

## 2) CARACTERÍSTICAS DE CONSUMO BASE

En cuanto a las características de los servicios asociados a 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 del año base y el 31 de diciembre del año 2019, 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 en la tabla “A1\_2\_0200\_CapEmpalmeRES” del archivo Formato\_Antecedentes\_VAD.accdb<sup>2</sup> con los formatos y códigos en él indicados para el mismo período señalado en el párrafo precedente.

En el caso de los retiros en AT, se deberá indicar en los antecedentes georeferenciados del punto 1 la ubicación y capacidad de los transformadores secundarios particulares.

## 3) ESTADÍSTICAS DE CLIENTES Y CONSUMOS

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 2019, ambos inclusive. Dichos antecedentes deberán ser consistentes, en lo que corresponda, con lo informado en el proceso de Ingresos de Explotación a la SEC.

## 4) ESTADÍSTICAS DE REDES Y TRANSFORMADORES

Toda la información solicitada deberá corresponder y coincidir con la presentada por la empresa de referencia a la SEC en los procesos de información de VNR2018 y de Adiciones y Retiros pertinentes.

En cuanto a las características de las 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”, entendiéndose que lo solicitado se refiera a los stocks:

---

<sup>2</sup> La información deberá ser enviada en versión MS Acces 2013.

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, 1f, durante los últimos 5 años;	A1_4_0200_kM_Redes_BT
Capacidad nominal (KVA) en T/D aérea o subterránea desagregadamente 3f, 2f, 1f durante los últimos 5 años;	A1_4_0300_KVA_TD

En cuanto a las características de los 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.

## 5) DERECHOS ASOCIADOS AL USO DEL SUELO Y SERVIDUMBRES

La empresa deberá entregar digitalmente todos los antecedentes que rigen el pago de derechos asociados al uso del suelo y servidumbres, establecidos en el numeral 6.1.1.3 del documento técnico “Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución”, vigentes a diciembre del año base, junto a los antecedentes y documentos que demuestren que la empresa efectivamente ha pagado por dichos derechos y servidumbres en los últimos 4 años (2015 a 2018).



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.

## **6) OBRAS APORTADAS POR TERCEROS**

La empresa deberá entregar digitalmente todos los antecedentes que permitan identificar y valorizar aquellas instalaciones que han sido recibidas por la empresa de referencia a un precio inferior que su costo, a que se hace referencia el Capítulo 8 del documento técnico “Bases para el Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución”.

## 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 (CeIExp) 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 asociadas a la empresa modelo, sólo se deberán considerar aquellas que se determinen como necesarias y eficientes para el desarrollo de la actividad de distribución, por lo tanto no deberán incluirse instalaciones de generación<sup>1</sup>, de subestaciones de tensión primaria mayor o igual al voltaje de alta tensión de distribución, ni aquellas asociadas a empalmes y medidores, salvo aquellos a los que hace referencia el inciso segundo del artículo primero transitorio de la Ley 21.076, ni 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 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 poseedoras de una concesión de servicio público de distribución.
- En el caso de los terrenos y edificios se deberá indicar la ubicación, superficie (m<sup>2</sup>), descripción, valor unitario del m<sup>2</sup> 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.

---

<sup>1</sup> 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 distribución<sup>2</sup>:

CÓDIGO ACTIVIDAD	ACTIVIDAD
1	Operación Distribución AT aérea
2	Operación Distribución AT subterránea
3	Operación Distribución BT aérea
4	Operación Distribución BT subterránea
5	Operación Subestaciones de distribución aéreas
6	Operación Subestaciones de distribución subterráneas
7	Operación Otras subestaciones distribución
8	Mantenimiento Distribución AT aérea
9	Mantenimiento Distribución AT subterránea
10	Mantenimiento Distribución BT aérea
11	Mantenimiento Distribución BT subterránea
12	Mantenimiento Subestaciones de distribución aéreas
13	Mantenimiento Subestaciones de distribución subterráneas
14	Mantenimiento Otras subestaciones distribución
15	Conexión de clientes de Distribución
16	Atención de clientes por Servicio de distribución AT
17	Atención de clientes por Servicio de distribución BT
18	Lectura de medidores
19	Elaboración de Facturas por servicios de distribución
20	Reparto de boletas de distribución
21	Recaudación de cobros de servicio de distribución
22	Venta de Servicios de Peajes de distribución
23	Gestión de compra de Energía y Potencia
24	Arriendo de medidor
25	Conexión y desconexión del servicio o corte y reposición
26	Ejecución o instalación de empalmes
27	Instalación o retiro de medidor
28	Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente
29	Retiro o desmantelamiento de empalmes
30	Atención de clientes por SSAA en chequeo de rentabilidad
31	Facturación y cobranza de SSAA en chequeo de rentabilidad
56	Dirección Ejecutiva y Planificación
57	Administración Recursos Humanos
58	Administración Financiera contable
59	Funcionamiento Marco Regulatorio Distribución
80	Costos de Operación asociados a los SGC.
81	Costos de Mantenimiento asociados a los SGC.

Para efectos de la entrega de información a que se refiere el punto 3.2.2. (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

<sup>2</sup> 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°20.605 de fecha 29 de septiembre de 2017 y sus modificaciones, complementadas con nuevas actividades relacionadas con los SGC.

conectados al sistema de distribución y que hacen uso de dicho sistema, obtenida en base a una prorrata proporcional a la energía total vendida.

### 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 magnéticos mediante planillas de cálculo autocontenidas. Es decir, los cálculos y criterios incluidos deberán ser plenamente reproducibles con la información de sustento de los mismos.

#### 3.1 Relacionados con la proyección de demanda

Los resultados obtenidos por el Consultor deberán ser presentados según el siguiente formato:

Área Típica	Año	Mes	Zona de facturación	Tipo de cliente	Tipo de Suministro	Opción tarifaria	Número de clientes	Energía_kWh	Dda_Max_kW	Dda_Max_Coin_Gx_kW	Dda_Max_Coin_Dx_kW
Área típica x											
:											

En la tabla precedente:

Año	:	Corresponde a cada uno de los años del horizonte de planificación.
Zona de facturación	:	Corresponde a la unidad mínima de desagregación de la información de demanda de los clientes, que para efectos del presente estudio se considerará como la comuna. Sin perjuicio de lo señalado en el punto 5.1 del presente documento técnico.
Tipo de cliente	:	Puede ser regulado (CR), otras distribuidoras (EEDD), libres (CL) o suministros a través de peajes de distribución (CP).
Tipo de Suministro	:	Toma valores de acuerdo a la siguiente nomenclatura: para suministros en baja tensión, "AA" corresponderá a alimentación AT y BT aéreas; "AS" corresponderá a alimentación AT aérea y BT subterránea; "SA" corresponderá a alimentación AT subterránea y BT aérea; y "SS" corresponderá a alimentación AT y BT subterráneas. Para suministros en alta tensión de distribución, "A" corresponderá a alimentación aérea y "S" a alimentación subterránea.
Opción tarifaria	:	Corresponde a las opciones tarifarias definidas en el Decreto Tarifario 11T/2016;
Energía_kWh	:	Corresponde a la energía mensual proyectada de la zona de facturación en kWh para cada tipo de cliente y opción tarifaria.
Dda_Max_kW	:	Corresponde a la demanda máxima mensual proyectada de la zona de facturación para cada tipo de cliente y opción tarifaria.
Dda_Max_Coin_Gx_kW	:	Corresponde a la demanda máxima mensual de la zona de facturación coincidente con la demanda máxima de generación proyectada para cada tipo de cliente y opción tarifaria.

### 3.2 Relacionados con costos de módulos estándares de diseño de instalaciones

La información con el universo de módulos mencionada en la letra e) del punto 4.2 del documento técnico, que se empleará en el dimensionamiento de la empresa modelo, deberá ser presentada según el siguiente formato para cada módulo:

#### a) Valorización de elementos

Código módulo	
Descripción módulo	
Cantidad módulo	

Elemento	Cantidad	PU_ \$	FB%	BO%	FO%	MO_ \$	Ing%	GG%	D_ \$	S_ \$	Int%	BI_ \$	CE_ \$	CU_ \$	Valor total (\$)
Elemento 1															
Elemento 2															
:															

Donde

PU_ \$	:	Precio unitario del elemento expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
FB%	:	Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
BO%	:	Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
FO%	:	Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
MO_ \$	:	Montaje del elemento respectivo expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
Ing%	:	Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
GG%	:	Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
D_ \$	:	Derechos expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
S_ \$	:	Servidumbres expresadas en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
Int%	:	Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo.
BI_ \$	:	Bienes intangibles expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
CE_ \$	:	Capital de explotación expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, definido en el Capítulo 6.1.1.5 del Documento Técnico "Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución".
CU_ \$	:	Costo unitario del elemento expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, el cual se determinará mediante la siguiente expresión: $CU\_ \$ = [(PU\_ \$ * (1 + FB\% + BO\% + FO\%) + MO\_ \$) * (1 + Ing\% + GG\%) + D\_ \$ + S\_ \$] * (1 + Int\%) + BI\_ \$ + CE\_ \$$
Valor total	:	Equivalente al producto entre costo unitario del elemento por su cantidad.

b) Valorización de las actividades de operación y mantenimiento

Por cada uno de los módulos definidos en la letra a) anterior se deberán detallar las actividades de operación y mantenimiento consideradas en cada uno de ellos:

Código módulo	
Descripción módulo	
Cantidad módulo	

Actividad	Descripción	Cantidad	Materiales y Equipos_ \$	Personal_ \$		Otros gastos_ \$	CU_ \$	Valor total
				R.P.P_ \$	C.P.T_ \$			
Actividad de operación 1								
Actividad de operación 2								
:								
Actividad de mantenimiento 1								
Actividad de mantenimiento 2								
:								

Donde:

Cantidad	:	Número de veces que se efectúa la actividad en un año.
Materiales y Equipos_ \$	:	Costo unitario de materiales y equipos utilizados para el desarrollo de cada actividad, expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
R.P.P_ \$	:	Costo de personal asociado a la actividad por concepto de remuneraciones del personal propio, expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
C.P.T_ \$	:	Costo de personal asociado a la actividad por concepto de costos de personal tercerizado, expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
Otros gastos_ \$	:	Gastos de la actividad que no sean de materiales y equipos ni de personal propio o tercerizado, expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
CU_ \$	:	Costo unitario de la actividad expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, el cual se determinará mediante la siguiente expresión:  $CU\_ \$ = \text{Materiales y Equipos\_ \$} + R.P.P\_ \$ + C.P.T\_ \$ + \text{Otros gastos\_ \$}$
Valor total	:	Equivalente al producto entre el costo unitario de la actividad por su cantidad.

### 3.3 Relacionados con valorización de las instalaciones de la empresa modelo (VNR)

El formato de las tablas que se individualizan en cada caso, son aquellas que la SEC definió en los Sistemas de Cuentas del proceso VNR2018, sin perjuicio 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 presentes bases 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 al 31.12.2018.

Cabe señalar que las actividades a considerar en las tablas anteriores corresponden a las definidas para estos efectos en los sistemas de cuentas utilizados por la SEC en el proceso de VNR.

### 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	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 al 31.12.2018.

Cabe señalar que las actividades a considerar en las tablas anteriores corresponden a las definidas para estos efectos en los sistemas de cuentas utilizados por la SEC en el proceso VNR.

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:

#### a) Instalaciones eléctricas

CUDN	Descripción	Cantidad	PU_	FB%	BO%	FO%	MO_	Ing%	GG%	D_	S_	Int%	RO_	BI_	CE_	VNR

Donde

CUDN	:	Código de disposición normalizado definido por SEC <sup>3</sup> .
PU_	:	Precio unitario del elemento expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
FB%	:	Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
BO%	:	Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
FO%	:	Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
MO_	:	Montaje del elemento respectivo expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
Ing%	:	Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
GG%	:	Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
D_	:	Derechos expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
S_	:	Servidumbres expresadas en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
Int%	:	Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo.
RO_	:	Renovación de Obra, que se determina mediante la siguiente expresión:  $RO\_ = [(PU\_ * (1 + FB\% + BO\% + FO\%) + MO\_ ) * (1 + Ing\% + GG\%) + D\_ + S\_ ] * (1 + Int\%)$
BI_	:	Bienes intangibles expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
CE_	:	Capital de explotación expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, definido en el Capítulo 6.1.1.5 del Documento Técnico "Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución".
VNR	:	Valor Nuevo de Reemplazo, el cual se determina mediante la siguiente expresión:  $VNR = (RO\_ + BI\_ + CE\_ ) * Cantidad$

#### b) Bienes Muebles e Inmuebles (BMI)

##### i. ITEMS: Terrenos y Edificios.

ITEM	Descripción	Ubicación	Superficie m <sup>2</sup>	PU	RMI_	BI_	CE_	VNR

<sup>3</sup> En caso de que determinada instalación no posea CUDN definido por SEC, el Consultor deberá proponer uno, guardando consistencia con dicha nomenclatura.

Donde

PU	:	Precio unitario del elemento expresado en pesos chilenos por metro cuadrado al 31 de diciembre del año base.
RMI_	:	Renovación bienes muebles e inmuebles, que se determina mediante la siguiente expresión: $RMI\_ = PU\_ * Superficie\_m^2$
BI_	:	Bienes intangibles expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
CE_	:	Capital de explotación expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, definido en el Capítulo 6.1.1.5 del Documento Técnico “Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución”.
VNR	:	Valor Nuevo de Reemplazo, el cual se determina mediante la siguiente expresión: $VNR = RMI\_ + BI\_ + CE\_$

- ii. ITEMS: 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.

ITEM	Descripción	Ubicación	Cantidad	PU_	F%	RMI_	BI_	CE_	VNR

Donde

PU_	:	Precio unitario del elemento expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
F%	:	Flete expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
RMI_	:	Renovación bienes muebles e inmuebles, que se determina mediante la siguiente expresión: $RMI\_ = PU\_ * (1 + F\%)$
BI_	:	Bienes intangibles expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base.
CE_	:	Capital de explotación expresado en pesos chilenos al 31 de diciembre del año base, definido en el Capítulo 6.1.1.5 del Documento Técnico “Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución”.
VNR	:	Valor Nuevo de Reemplazo, el cual se determina mediante la siguiente expresión: $VNR = (RMI\_ + BI\_ + CE\_ ) * Cantidad$

### 3.4 Relacionados con Costos de Explotación de la empresa modelo

#### 3.4.1 Actividades a considerar

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

#### 3.4.2 Formatos de entrega de resultados globales

Los resultados a niveles globales, 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.

### 3.4.3 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								
...								
...								
<b>TOTAL</b>								

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.

### 3.4.4 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

Tarea desarrollada	COyM									Tarea asignada a Actividad de Distribución N°
	R.P.P.		C.P.T.		Materiales y Equipos		Otros COyM		TOTAL	
	Cant.	C.T.T. (M\$)	Cant.	C.T.T. (M\$)	Cant.	C.T.T. (M\$)	Cant.	C.T.T. (M\$)		
<b>TOTAL</b>										

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°".



### 3.4.5 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													
...													
...													
<b>TOTAL</b>													

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			
...			
...			
<b>TOTAL</b>			

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.

### 3.4.6 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 debe desarrollar la empresa modelo y las remuneraciones consideradas.

#### 3.4.6.1 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 Distribución AT aérea			
1.2	Operación Distribución AT subterránea			
1.3	Operación Distribución BT aérea			
1.4	Operación Distribución BT subterránea			
1.5	Operación Subestaciones de distribución aéreas			
1.6	Operación Subestaciones de distribución subterráneas			
1.7	Operación Otras subestaciones distribución			
1.8	Mantenimiento Distribución AT aérea			
1.9	Mantenimiento Distribución AT subterránea			
1.10	Mantenimiento Distribución BT aérea			
1.11	Mantenimiento Distribución BT subterránea			
1.12	Mantenimiento Subestaciones de distribución aéreas			
1.13	Mantenimiento Subestaciones de distribución subterráneas			
1.14	Mantenimiento Otras subestaciones distribución			
1.15	Costos de Operación asociados a los SGC			
1.16	Costos de Mantenimiento asociados a los SGC			
<b>TOTAL HH/Año</b>				

Las columnas “Tipo” y “Código de área de trabajo” corresponden a los de la Tabla de Codificación de Áreas de Trabajo definida por SEC en el punto 7.5 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 Distribución AT aérea				
1.2	Operación Distribución AT subterránea				
1.3	Operación Distribución BT aérea				
1.4	Operación Distribución BT subterránea				
1.5	Operación Subestaciones de distribución aéreas				
1.6	Operación Subestaciones de distribución subterráneas				
1.7	Operación Otras subestaciones distribución				
1.8	Mantenimiento Distribución AT aérea				
1.9	Mantenimiento Distribución AT subterránea				
1.10	Mantenimiento Distribución BT aérea				
1.11	Mantenimiento Distribución BT subterránea				
1.12	Mantenimiento Subestaciones de distribución aéreas				
1.13	Mantenimiento Subestaciones de distribución subterráneas				
1.14	Mantenimiento Otras subestaciones distribución				
1.15	Costos de Operación asociados a los SGC				
1.16	Costos de Mantenimiento asociados a los SGC				

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. No obstante, 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 relacionadas con el subproceso denominado "Operación Compras de energía (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 que el Consultor considere otros subprocesos adicionales:

#### b) Proceso Principal 2: Comercialización

ID. del Sub. Proceso	PROCESO PRINCIPAL 2 - COMERCIALIZACIÓN
2.1	Conexión de clientes de Distribución
2.2	Atención de clientes por Servicio de distribución AT
2.3	Atención de clientes por Servicio de distribución BT
2.4	Lectura de medidores
2.5	Elaboración de Facturas por servicios de distribución
2.6	Reparto de boletas de distribución
2.7	Recaudación de cobros de servicio de distribución
2.8	Venta de Servicios de Peajes de distribución
2.9	Gestión de compra de Energía y Potencia
2.10	Arriendo de medidor
2.11	Conexión y desconexión del servicio o corte y reposición
2.12	Ejecución o instalación de empalmes
2.13	Instalación o retiro de medidor
2.14	Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente
2.15	Retiro o desmantelamiento de empalmes
2.16	Atención de clientes por SSAA en chequeo de rentabilidad
2.17	Facturación y cobranza de SSAA en chequeo de rentabilidad
:	(a definir por Consultor, si corresponde)
<b>TOTALES HH/Año</b>	

#### 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)
<b>TOTALES HH/Año</b>	

#### d) Proceso Principal 4: Regulación

ID. del Sub. Proceso	PROCESO PRINCIPAL 4 - REGULACIÓN
4.1	Seguimiento y Control de cumplimiento de la normativa
4.2	Preparación de Información al Regulador
:	(a definir por Consultor, si corresponde)
<b>TOTALES HH/Año</b>	

### 3.4.6.2 Procesos de apoyo

Los cuadros descritos en el punto 3.4.6.1 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 a 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
<b>TOTALES HH/Año</b>	

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

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

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

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

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

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

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

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).

### 3.4.6.3 Remuneraciones

En el caso de remuneraciones, ésta información corresponde a los valores obtenidos del Estudio de Remuneraciones, según lo indicado en el documento técnico.

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

<b>Niveles de Cargo</b>		<b>Descripción genérica de niveles de cargos</b>
<b>Código</b>	<b>Nombre</b>	
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.

Niveles de Cargo		Descripción genérica de niveles de cargos
Código	Nombre	
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.
Mantenición	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 [Ms/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 y servidumbres

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

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

Elemento		Municipio	Valorización
Id	Descripción	Cod_CUT <sup>4</sup>	[Ms]

## 5 Obras aportadas por terceros

Los antecedentes de instalaciones aportadas por terceros deberán entregarse en el siguiente formato, acompañando todos los antecedentes que respalden sus resultados:

Obra		Año	Municipio	Monto <sup>5</sup>
Id	Descripción	Año	Cod_CUT <sup>6</sup>	[Ms]

---

<sup>4</sup> Corresponde al código único territorial establecido mediante Decreto N°1.439 de 1010, del Ministerio del Interior, modificado mediante Decreto Exento N°204 del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, de 2018.

<sup>5</sup> Monto debe ser informado en pesos al 31 de diciembre del año de la transacción.

<sup>6</sup> Corresponde al código único territorial establecido mediante Decreto N°1.439 de 1010, del Ministerio del Interior, modificado mediante Decreto Exento N°204 del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, de 2018.



**DOCUMENTO TÉCNICO:**

**“ESTUDIO DE COSTOS DE LOS SSAA AL SUMINISTRO  
DE ELECTRICIDAD DE DISTRIBUCIÓN”**

Enero 2020

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>CONSIDERACIONES INICIALES.....</b>	<b>3</b>
1.1	OBJETIVO GENERAL .....	3
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
1.2.1	DEFINICIONES.....	5
<b>2</b>	<b>EMPRESA MODELO Y ÁREAS TÍPICAS.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>7</b>
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES.....	7
3.2	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE PRESTACIONES.....	7
3.2.1	Todos los servicios excepto servicios 1), 4), 11) y 12) .....	8
3.2.2	Servicios 1), 4), 11) y 12).....	10
3.2.3	Crecimiento y demanda de diseño.....	11
3.2.4	Insuficiencia de antecedentes.....	11
3.3	DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO.....	12
3.3.1	Consideraciones Generales .....	12
3.3.2	Categorización de los Recursos Empleados .....	14
3.4	COMPONENTES DE COSTO DE LA EMPRESA MODELO .....	18
3.4.1	Consideraciones Generales .....	18
3.4.2	Componentes de Costo.....	18
3.4.3	ESTRUCTURA Y ASIGNACIÓN DE COSTOS Y CARGOS.....	20
<b>4</b>	<b>ESTRUCTURA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>21</b>
4.1	INDEXADORES .....	23
4.2	CUADROS DE RESULTADOS .....	23

# **BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DE COSTOS DE SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

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 2020 - 2024, 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 1º de enero y el 31 de diciembre de 2018, 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 2015 a 2018.
$Nc_{ij}$	:	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 2015 a 2018.

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 2007 a 2019, 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 2015 a 2018.

Los datos  $Np_i$  y  $Nc_i$  serán informados por las empresas de referencia, para cada servicio y subtipo, por separado, para los años 2015 a 2019, 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 cuatro años (años 2021, 2022, 2023 y 2024). 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.

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 2021, 2022, 2023 y 2024, 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,<sup>1</sup> 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 contigua<sup>2</sup> superior. En caso de no haberlos en dicha Área Típica, se utilizarán

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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



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.

### **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 2020- 2024, 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.

---

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.



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 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:

$r = 6,0\%$ . 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”.

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

#### 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:

$$Cargos Fijos_k = \frac{CF_k}{Np_k} + \frac{CV_k}{Np_k}$$

Para servicios que contemplan cargos variables:

$$Cargos Fijos_k = \frac{CF_k}{Np_k} + \frac{(CV_k - CV_{nk})}{Np_k}$$

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.					
<b>Total Servicio o Subtipo k</b>			$CF_k$	$CV_k$	$CF_k + CV_k$

- 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 <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	... C <sub>n</sub>		
Atención de Clientes					n.a.
Actividades de Apoyo					n.a.
Actividades de Específicas					n.a.
Instalaciones Muebles e Inm.					n.a.
<b>Total Servicio o Subtipo k</b>				(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 <sub>k</sub>	CV <sub>k</sub>	CF <sub>k</sub> + CV <sub>k</sub>
Servicio 1			
Servicio 2			
Servicio 3			
.....			
Servicio n			
<b>Costo Total</b>			

$CF_k$  y  $CV_k$  son datos provenientes de los cuadro 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				
<b>Costo Total</b>				

**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 2020 – 2024.

**A. SERVICIOS SUJETOS A FIJACIÓN TARIFARIA**

<b>SERVICIOS</b>	
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 EMPLAMES
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 AT<sup>1</sup> 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 definidas en el numeral 49 del artículo 1-4 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, cuyo texto refundido fue fijado mediante Resolución Exenta N° 763, de 10 de diciembre de 2019, en adelante “NTDx”.

El Consultor podrá proponer 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.

Para efectos de lo anterior, el Consultor deberá realizar un levantamiento de la totalidad de los servicios prestados por las empresas, ya sean estos sujetos o no a fijación de precios, analizando si, de acuerdo a su naturaleza, corresponde que sean considerados como parte de los servicios aquí descritos.

### 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.

---

<sup>1</sup> Para todos los efectos equivalente a la “Media Tensión en Distribución (MT)” definida en el numeral 2 del Artículo 1-5 de la NTDx.

- 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 y otros dispositivos de telecomunicaciones, o bien tubos de bajada utilizados para 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.

No constituyen apoyo, el apoyo de los cables en desuso, ni cualquier otra instalación que carezca de autorizaciones para ocupar el espacio público.

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.

El servicio no incluye:

- La provisión, el montaje, el retiro de los cables o apoyos, el mantenimiento ni los materiales necesarios para su prestación.

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.

Las actividades y elementos de costo a considerar en el presente servicio incluyen:

- a) Realización de estudios de factibilidad técnica, estudios técnicos para la determinación de la necesidad de obras adicionales e inspección final del montaje;
- b) Conteo periódico de la totalidad de los apoyos, cada dos años;
- c) Carga y actualización de la información en el sistema informático georeferencial, conforme a lo señalado en la Ley N° 21.172, y 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;

- e) Disminución de vida útil de la postación con apoyo, provocada por la provisión de este servicio; y,
- f) El apoyo técnico y operacional necesario para el retiro de los elementos que hayan dejado de ser utilizados para los fines del o de los servicios autorizados, de conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.172.

Se incluyen dentro de los costos asociados al servicio, la proporción identificada por el Consultor de los costos de inversión en postes imputados en el servicio de distribución y calculados a los efectos de la determinación de los Valores Agregados de Distribución noviembre 2020 - 2024.

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación será la cantidad de cables u otras instalaciones distintas a éstos, en adelante “cables y otras”, en apoyos utilizados para telecomunicaciones, al final del año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Ca + k$$

Cu : Cargo unitario del servicio [\$/cable u otras en apoyo-año].

Ca : Cargo fijo administrativo anual [\$/cable u otras en apoyo-año].

k : Canon anual por apoyo [\$/cable u otras en apoyo-año].

## 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.
	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 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:

$$Cu = Ca + Ac_i \times L + Co + AEIR$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme-año].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme-año].

Ac<sub>i</sub>: 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].

AEIR: Ajuste por efectos de impuesto a la renta, el cual se determinará 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”.

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.
- La reposición inmediata ante eventuales desperfectos propios del medidor o por causas no imputables al cliente, en el plazo máximo de 48 horas posteriores a la recepción del aviso.

#### El servicio no incluye:

- El retiro del medidor.
- La instalación de transformadores de corriente o tensión, protecciones, u otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a arrendar.

Este servicio incorpora en su estructura de cargos las siguientes partidas de costos:

- a) Cargo fijo de amortización del medidor: considera para la demanda de diseño los costos de adquisición del medidor, calibración inicial y costos de instalación del medidor<sup>2</sup>.
- b) Otros costos operativos y administrativos: servicio de atención a clientes, clasificación y asignación de órdenes de trabajo y gastos generales.

---

<sup>2</sup> Los cargos fijos de amortización asociados al costo de instalación del medidor, deben mantener coherencia conceptual y numérica con los valores definidos para el servicio 10 “Instalación y Retiro del Medidor”.

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 .
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

Este servicio es del tipo stock y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de clientes con medidor arrendado al final del año.

El cobro del servicio considerará la siguiente estructura de cargos:

$$Cu = Am_i + Ca + Co + AEIR$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor-año].

Am<sub>i</sub>: Cargo fijo de amortización del medidor. 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].

AEIR: Ajuste por efectos de impuesto a la renta, el cual se determinará 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".

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.
- El cambio de conductor del empalme existente.
- Los derechos municipales, derechos de vialidad y otros derechos.
- La tramitación de la declaración interior en 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<sub>i</sub>: 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, 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

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<sub>i</sub>: 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.

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 la solicitud del cliente y la conexión del empalme estará sujeta a los plazos establecidos en el artículo 111° del Reglamento.

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.
- 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.

- 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<sub>i</sub>: 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].

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 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.

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, si corresponde.
- Modalidad 2: La conexión del medidor al empalme y la puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC, si corresponde.
- Modalidad 3: La puesta en funcionamiento, además de la sincronización con el SGC, si corresponde.

##### El servicio no incluye:

- En el caso de la instalación de medidor, la provisión del medidor, el cual puede ser aportado por el cliente o por la empresa a expresa solicitud del cliente.
- La instalación o retiro de la caja del medidor u 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 o retirar.

Para el caso del retiro del medidor, siendo éste de propiedad del cliente, será entregado 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

Este servicio es del tipo flujo y su variable de cuantificación, para cada subtipo, será la cantidad de medidores 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 la batería del equipo, 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 la batería, si corresponde.

#### 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 la batería, 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

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:

$$Cu = Co + Cm + Clab$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/medidor-año].

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].

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 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.

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:

<b>SUBTIPOS</b>	
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:

i. 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

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, 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

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].

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

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].

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 y consiste en una visita a terreno, si corresponde, en que se descargan los datos contenidos en el medidor y se instala 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:

- Instalación 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

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.

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.

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

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].

Co<sub>i</sub>: 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].

Cc<sub>i</sub>: 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
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<sub>i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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.

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:

$$Cu = Ca + Ac_i * L + Co + AEIR$$

Cu: Cargo unitario del servicio [\$/empalme-mensual].

Ca: Cargo fijo administrativo [\$/empalme-mensual].

Ac<sub>i</sub>: 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].

AEIR: Ajuste por efectos de impuesto a la renta, el cual se determinará 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".

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.

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, construcción y declaración ante la SEC de los empalmes provisorios.
- 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<sub>i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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 17025, o la que la reemplace.

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.



## INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

QUE FIJA LA TASA DE ACTUALIZACIÓN A QUE SE  
REFIERE EL ARTÍCULO 182 BIS DE LA LEY  
GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

CUATRIENIO NOVIEMBRE 2020-NOVIEMBRE 2024

Enero de 2020  
SANTIAGO – CHILE

## CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN .....	3
II.	TASA DE ACTUALIZACIÓN .....	4
1.	TASA LIBRE DE RIESGO.....	4
2.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO .....	7
3.	RIESGO SISTEMÁTICO .....	10
4.	TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2020 -NOVIEMBRE 2024.....	16

## 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.

Por otro lado, si bien 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 artículo segundo transitorio de la Ley N° 21.994, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, establece que para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024 no serán exigibles las disposiciones establecidas en el mencionado inciso séptimo, y que la Comisión podrá utilizar estudios de determinación de tasa de actualización contratados por ésta.

En este sentido, la Comisión consideró conveniente licitar un estudio que definiera la metodología de cálculo de la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica, por lo que, mediante Resolución Exenta CNE N° 463, del 7 de agosto de 2019, 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 Le Fort Economistas y Asociados Ltda., mediante Resolución Exenta CNE N° 502 del 28 de agosto de 2019.

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 Metodología de cálculo para la tasa de actualización de una empresa eficiente de distribución eléctrica”, de la consultora Le Fort Economistas y Asociados Ltda., recepcionado por esta Comisión con fecha 20 de diciembre de 2019, en adelante el “Estudio de Tasa de Actualización”.

## 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 2020 – noviembre 2023.

### 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 período distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. Como fecha de referencia se utilizó el 31 de agosto de 2019.

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 años<sup>1</sup>. De acuerdo al Estudio de Tasa de Actualización, la liquidez se determina como la presencia bursátil del instrumento<sup>2</sup> y la estabilidad como el coeficiente de variabilidad<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Desde el 1 de septiembre de 2017 hasta el 31 de agosto de 2019.

<sup>2</sup> Número de días que transó el instrumento en relación con el total de días en que se transaron bonos.

<sup>3</sup> Desviación estándar dividida por la media.

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<sup>4</sup>.

**Cuadro 1: Presencia bursátil**

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Presencia bursátil
BCU	5	43%
	10	21%
BTU	5	35%
	7	84%
	10	36%
	20	71%
	30	48%

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Bolsa de Comercio de Santiago.

Del cuadro 1 se concluye que los bonos que presentan una mejor característica de liquidez son los BTU con un plazo de 7 años al vencimiento<sup>5</sup>.

El coeficiente de variabilidad se determina para el número de transacciones, la cantidad de bonos transados y los montos transados. En los cuadros 2, 3 y 4 se pueden ver los resultados obtenidos.

**Cuadro 2: Coeficiente de variabilidad para el número de transacciones**

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media	Desviación Estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	5	6,5	12,2	1,9
	10	1,2	4,0	3,2
BTU	5	2,5	7,4	3,0
	7	31,8	43,9	1,4
	10	18,1	46,6	2,6
	20	11,1	28,8	2,6
	30	4,9	13,8	2,8

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Bolsa de Comercio de Santiago.

<sup>4</sup> Cabe señalar que el análisis presentado en este informe difiere levemente del Estudio de Tasa de Actualización, dado que se está aplicando el criterio más reciente que utiliza la Bolsa de Comercio de Santiago para determinar los benchmark de los diferentes instrumentos de renta fija ([https://servicioscms.bolsadesantiago.com/Lists/Notas%20Sebra/Attachments/1/Notas\\_RBEN.htm](https://servicioscms.bolsadesantiago.com/Lists/Notas%20Sebra/Attachments/1/Notas_RBEN.htm)).

<sup>5</sup> Los plazos utilizados para analizar los instrumentos son residuales.

**Cuadro 3: Coeficiente de variabilidad para la cantidad de bonos**

Tipo de instrumento	Años al vencimiento	Media (en miles)	Desviación estándar	Coeficiente de variabilidad
BCU	5	76.559	184.154	2,4
	10	27.183	113.906	4,2
BTU	5	32.972	130.772	4,0
	7	725.127	1.009.361	1,4
	10	311.929	861.057	2,8
	20	261.847	641.645	2,5
	30	149.398	623.933	4,2

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Bolsa de Comercio de Santiago.

**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	5	2.268,12	5.409,23	2,4
	10	839,39	3.516,23	4,2
BTU	5	955,92	3.641,62	3,8
	7	20.575,56	28.669,48	1,4
	10	8.231,58	22.616,14	2,7
	20	7.050,13	17.254,44	2,4
	30	4.634,27	19.267,19	4,2

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Bolsa de Comercio de Santiago.

De los cuadros 2, 3 y 4 se tiene que los BTU con un plazo de 7 años al vencimiento son los bonos que presentan un menor coeficiente de variabilidad para el número de transacciones, los montos transados y la cantidad de bonos transados.

Por último, en el cuadro 5 se pueden ver los montos transados para cada tipo de instrumento.

**Cuadro 5: Montos transados**

Tipo de Instrumento	Años al vencimiento	Montos transados (en MM\$)
BCU	5	1.115.915
	10	412.982
BTU	5	470.311
	7	10.123.177
	10	4.049.935
	20	3.468.664
	30	2.280.060

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Bolsa de Comercio de Santiago.

Del cuadro 5 se concluye que el instrumento que presenta una mayor cantidad de montos transados es el BTU con un plazo de 7 años al vencimiento.

Por lo tanto, dado que el BTU con un plazo de 7 años al vencimiento presenta 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 éste instrumento.

En relación al período a considerar para determinar el promedio de los retornos del instrumento escogido, en el Estudio de Tasa de Actualización se analiza la evolución de las tasas de interés libres de riesgo, el fenómeno de caída de tasas y recomienda utilizar un período de 18 meses (desde marzo de 2018 hasta agosto de 2019).

De este modo, la tasa libre de riesgo es de 1,23%, la que corresponde al promedio de 18 meses (desde marzo de 2018 hasta agosto de 2019) del BTU con un plazo de 7 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 de Tasa de Actualización se estimó el premio por riesgo de mercado de acuerdo a cuatro metodologías: a) Campbell y Shiller; b) Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran); c) Spread soberano (Goldaman-Sachs); y d) Clasificación riesgo país (Erb, Harvey y Viskanta). El primer modelo es posible de estimar utilizando datos locales, mientras que los otros tres necesitan información internacional.

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 nacionales<sup>6</sup>. 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 8,36%. Al restar la tasa libre de riesgo de 1,23% estimada en la sección anterior, da como resultado un premio por riesgo de mercado de 7,13%.
- (ii) Proyección fuera de muestra  
Si se considera el promedio ponderado de los próximos cinco años bajo el criterio COLE creciente<sup>7</sup>, el retorno de mercado es de 8,41%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 7,18%<sup>8</sup>.
- (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 8,36%, por lo que el premio por riesgo de mercado es 7,13%<sup>9</sup>.

Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de las tres opciones, el resultado es 7,15%.

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

---

<sup>6</sup> Se utiliza información mensual desde enero de 2000 a marzo de 2019. La información proviene de la Comisión para el Mercado Financiero y de la Bolsa de Comercio de Santiago.

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> Si se considerara un promedio simple, el premio por riesgo de mercado sería 7,16%.

<sup>9</sup> Eventualmente, al considerar más meses, el premio por riesgo de mercado podría llegar a 7,14%.

deuda<sup>10</sup>. El spread de la deuda soberana se determina en base a ratings de deuda (default spread o CDS).

Damodaran estima<sup>11</sup> el premio por riesgo de mercado para Estados Unidos en 5,96%, mientras que el default spread para Chile lo estima en 0,79% y el CDS en 0,81%. Es decir, el premio por riesgo de mercado para Chile sería 6,93% (considerando default spread) o 6,96% (considerando CDS). Si como estimador del premio por riesgo de mercado para Chile se utiliza el promedio de ambas estimaciones, el resultado es 6,95%.

#### c) Spread soberano (Goldaman-Sachs)

Al premio por riesgo de mercado de Estados Unidos<sup>12</sup> 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.

Las estimaciones del spread soberano provienen del 2019 Valuation Handbook- International Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps. En el caso de Chile el premio por riesgo país (o CRP, country yield spread) es de 90 puntos base de acuerdo al rating crediticio soberano de S&P (a marzo de 2019). Si se considera que el premio por riesgo de mercado de Estados Unidos sugerido por Duff & Phelps es de 5,5%, el premio por riesgo de mercado para Chile es de 6,40%.

#### d) Clasificación riesgo país (Erb. Harvey y Viskanta)

Se basa en las clasificaciones de riesgo de países que genera semestralmente el Institutional Investor, de acuerdo a encuestas a bancos en más de 100 países. Al igual que la metodología anterior, los resultados provienen del 2019 Valuation Handbook- International Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps.

Esta publicación, con esta metodología, estima para Estados Unidos, un retorno de mercado de 8,0%. Si se resta la tasa libre de riesgo de largo plazo que estima Duff & Phelps, se obtiene un premio por riesgo de mercado para Estados Unidos de 4,5%, lo que no coincide con la recomendación de Duff & Phelps de 5,5%. Por esta razón, a pesar de que para Chile se estima un retorno de mercado de 9,9%, se considera un retorno de mercado de 10,9%, que al restarle la tasa libre de riesgo nominal de 4,23%<sup>13</sup>, se estima un premio por riesgo de mercado para Chile de 6,67%.

---

<sup>10</sup> Damodaran supone que la razón de las volatilidades es 1,23.

<sup>11</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>

<sup>12</sup> En el modelo original, el premio por riesgo de mercado se estima como el beta resultante de una regresión entre los retornos de la acción y los retornos del índice de acciones S&P 500, multiplicado por el premio esperado del S&P 500.

<sup>13</sup> Igual a la tasa libre de riesgo estimada en la sección anterior más una inflación esperada del 3%.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los premios por riesgo de mercado estimado:

**Cuadro 6: Premios por riesgo de mercado para Chile**

Metodología	Premio por riesgo de mercado
Campbell y Shiller	7,15%
Premio por riesgo de mercado maduro más premio por riesgo país (Damodaran)	6,95%
Spread soberano (Goldman-Sachs)	6,40%
Clasificación riesgo país (Erb. Harvey y Viskanta)	6,67%
Promedio	6,79%

Fuente: Estudio Tasa de Actualización.

Si como premio por riesgo de mercado se utiliza el promedio de las cuatro metodologías mencionadas precedentemente, el resultado es 6,79%.

### 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 de 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 hay que determinar una muestra inicial de empresas candidatas a integrar la muestra final representativa y que pertenezcan a los diferentes mercados mundiales. Para ello, de Bloomberg se seleccionaron las compañías en base al código SIC 4911, el que corresponde a

empresas de Servicios Eléctricos (Electric Services). De este modo, se obtiene una muestra inicial de 105 empresas de 19 países, de las cuales se eliminan once por no contar con información suficiente para estimar sus betas (no transan sus acciones en bolsa o no existen datos) o por no estar bien clasificadas en el código SIC 4911.

A continuación, se estimaron<sup>14</sup> los riesgos sistemáticos o betas de las 94 empresas restantes (pertenecientes a 19 países) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R_{it} = \alpha_i + \beta_i \cdot R_{mit} + \varepsilon_{it}$$

donde

- $R_{it}$  es el retorno de la acción de la empresa  $i$  observada en el período  $t$ ;
- $R_{mit}$  es la rentabilidad observada del portafolio de mercado de la empresa  $i$  en el período  $t$ ;
- $\alpha_i$  y  $\beta_i$  son constantes desconocidas; y
- $\varepsilon_{it}$  es un error de estimación asociado a la acción de la empresa  $i$

De las 94 empresas, se eliminaron 46 por no obtener una significancia estadística al 5% para el parámetro  $\beta$ . Asimismo, se midió la estabilidad del parámetro  $\beta$  a través de los tests Cusum y Cusum Cuadrado, eliminándose trece empresas por rechazarse la hipótesis nula de estabilidad del parámetro beta. Así, la muestra queda compuesta por 35 empresas de 12 países. Cabe señalar que estas empresas tienen una presencia bursátil de más del 90%.

Finalmente, dado que dentro de la muestra de 35 empresas hay algunas que están en el negocio de generación y/o transmisión, se eliminaron de la muestra aquellas empresas que no cumplen con la condición de que al menos el 75% de las ventas totales de la empresa corresponda a ventas de distribución eléctrica, quedando en definitiva una muestra representativa compuesta por 15 empresas de seis países.

Los betas obtenidos para la muestra de empresas comparables se ajustan en base a la propuesta de Blume<sup>15</sup>. En el siguiente cuadro se presentan los betas de patrimonio, sin y con ajuste de Blume.

---

<sup>14</sup> Se utilizan datos semanales para un período de dos años (desde septiembre de 2017 a agosto de 2019). La fuente de información es Bloomberg.

<sup>15</sup> El beta ajustado se determinó como 0,33 más 0,67 multiplicado por el beta estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

**Cuadro 7: Betas de patrimonio (estimados por mínimos cuadrados ordinarios)**

Empresa	País	Beta patrimonio	Beta patrimonio ajustado
American Electric Power Company, Inc.	Estados Unidos	0,276	0,515
Companhia Energetica de Minas Gerais-CEMIG	Brasil	0,855	0,903
CenterPoint Energy, Inc.	Estados Unidos	0,421	0,612
CEZ	República Checa	0,776	0,850
Edison International	Estados Unidos	0,432	0,619
El Paso Electric Company	Estados Unidos	0,332	0,552
Enel SpA	Italia	0,772	0,847
Energia SA	Polonia	0,913	0,942
FirstEnergy Corp.	Estados Unidos	0,389	0,590
Genesis Energy Limited	Nueva Zelanda	0,861	0,907
NRG Energy, Inc.	Estados Unidos	0,714	0,808
OGE Energy Corp.	Estados Unidos	0,328	0,549
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Polonia	1,044	1,030
PPL Corporation	Estados Unidos	0,512	0,673
Vistra Energy Corp	Estados Unidos	1,032	1,021

Fuente: Elaboración propia en base a información de Bloomberg.

Para obtener el beta de activos a partir del beta de patrimonio, se utiliza la fórmula de Miles y Ezzell<sup>16</sup>, para lo cual es necesario determinar el beta de la deuda, el costo de la deuda, la tasa de impuesto de primera categoría<sup>17</sup>, y la razón de endeudamiento<sup>18</sup>.

<sup>16</sup>

$$\beta^u = \frac{\beta^e + \beta^b \cdot \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}{1 + \left(1 - t_c \cdot \frac{k_b}{1 + k_b}\right) \cdot \frac{B}{E}}$$

donde

$\beta^u$  es el beta de activos;

$\beta^e$  es el beta de patrimonio;

$\beta^b$  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.

<sup>17</sup> Promedio de los últimos cinco años, en base a información publicada anualmente por KPMG (<https://home.kpmg/xx/en/home/services/tax/tax-tools-and-resources/tax-rates-online.html>, Corporate tax rates).

El beta de la deuda se obtiene dividiendo el spread de la deuda<sup>19</sup> por el premio por riesgo de mercado<sup>20</sup>, mientras que el costo de la deuda se estima como el spread de la deuda más la tasa libre de riesgo<sup>21</sup>.

En los siguientes cuadros se presentan los betas de la deuda obtenidos así como el costo de la deuda.

**Cuadro 8: Betas de deuda**

Empresa	Spread rating	Premio por riesgo de mercado	Beta de deuda
American Electric Power Company, Inc.	0,0143	5,96%	0,240
Companhia Energetica de Minas Gerais-CEMIG	0,0466	9,63%	0,484
CenterPoint Energy, Inc.	0,0179	5,96%	0,301
CEZ	0,0143	6,73%	0,213
Edison International	0,0226	5,96%	0,379
El Paso Electric Company	0,0179	5,96%	0,301
Enel SpA	0,0179	8,80%	0,204
Energia SA	0,0143	7,03%	0,203
FirstEnergy Corp.	0,0226	5,96%	0,379
Genesis Energy Limited	0,0147	6,02%	0,244
NRG Energy, Inc.	0,0357	5,96%	0,599
OGE Energy Corp.	0,0143	5,96%	0,240
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	0,0143	7,03%	0,203
PPL Corporation	0,0179	5,96%	0,301
Vistra Energy Corp	0,0357	5,96%	0,599

Fuente: Elaboración propia en base a información de Moody's y Damodaran online.

<sup>18</sup> La razón de endeudamiento se estima como el promedio de la razón entre la deuda financiera a valor libro y el valor de capitalización bursátil de la empresa, para el mismo período de tiempo utilizado para estimar los betas de patrimonios, en base a información de Bloomberg.

<sup>19</sup> Se utilizó un horizonte de maduración de 10 años para los spreads, en base a información de Moody's. El spread de la deuda corresponde a la diferencia entre el costo de la deuda y la tasa libre de riesgo.

<sup>20</sup> Se utiliza el promedio de los dos modelos que utiliza Damodaran para estimar el premio por riesgo de mercado (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>).

<sup>21</sup> 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 (Damodaran, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>).

**Cuadro 9: Costo de la deuda**

Empresa	Tasa libre de riesgo	Costo de la deuda
American Electric Power Company, Inc.	0,98%	2,41%
Companhia Energetica de Minas Gerais-CEMIG	3,85%	8,51%
CenterPoint Energy, Inc.	0,98%	2,77%
CEZ	1,73%	3,16%
Edison International	0,98%	3,24%
El Paso Electric Company	0,98%	2,77%
Enel SpA	3,42%	5,21%
Energa SA	2,07%	3,50%
FirstEnergy Corp.	0,98%	3,24%
Genesis Energy Limited	1,37%	2,84%
NRG Energy, Inc.	0,98%	4,55%
OGE Energy Corp.	0,98%	2,41%
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	2,07%	3,50%
PPL Corporation	0,98%	2,77%
Vistra Energy Corp	0,98%	4,55%

Fuente: Elaboración propia en base a información de Damodaran online.

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 10: Betas de activo (estimados por mínimos cuadrados ordinarios)**

Empresa	Tasa de impuesto	Razón de endeudamiento	Beta de activos
American Electric Power Company, Inc.	0,35	0,668	0,405
Companhia Energetica de Minas Gerais-CEMIG	0,34	1,096	0,687
CenterPoint Energy, Inc.	0,35	0,745	0,480
CEZ	0,19	0,531	0,630
Edison International	0,35	0,720	0,519
El Paso Electric Company	0,35	0,620	0,457
Enel SpA	0,27	1,118	0,510
Energa SA	0,19	2,007	0,450
FirstEnergy Corp.	0,35	1,126	0,479
Genesis Energy Limited	0,28	0,461	0,698
NRG Energy, Inc.	0,35	1,109	0,699
OGE Energy Corp.	0,35	0,434	0,456
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	0,19	0,593	0,723
PPL Corporation	0,35	1,022	0,486
Vistra Energy Corp	0,35	0,773	0,839

Fuente: Elaboración propia en base a información de KPMG y Bloomberg.

El beta promedio de activos es, utilizando mínimos cuadrados ordinarios para estimar los betas de patrimonio y la fórmula de Miles y Ezzell, 0,568.

#### b) Betas estocásticos

A partir de la muestra representativa de 15 empresas, en el Estudio de Tasa de Actualización se estiman betas estocásticos utilizando el filtro de Kalman<sup>22</sup>, encontrándose que dos de ellas tienen betas que son no significativos, por lo que se eliminan de la muestra para estimar el beta de activos. En el cuadro siguiente se muestran los resultados obtenidos para los betas de patrimonio, sin y con ajuste de Blume.

<sup>22</sup> En base a la misma información de Bloomberg que se utilizó para estimar los betas estocásticos.

**Cuadro 11: Betas de activo (estimados por filtro de Kalman)**

Empresa	Beta patrimonio (Kalman)	Beta patrimonio ajustado (Kalman)	Beta de activos (estocástico)
American Electric Power Company, Inc.	0,276	0,515	0,405
CenterPoint Energy, Inc.	0,421	0,612	0,480
CEZ	0,475	0,648	0,498
Edison International	0,432	0,619	0,519
Enel SpA	0,752	0,834	0,504
Energa SA	0,749	0,832	0,413
FirstEnergy Corp.	0,389	0,590	0,479
Genesis Energy Limited	1,635	1,425	1,054
NRG Energy, Inc.	0,714	0,808	0,699
OGE Energy Corp.	0,328	0,549	0,456
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	1,203	1,136	0,790
PPL Corporation	0,512	0,673	0,486
Vistra Energy Corp	1,032	1,021	0,839

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio de Tasa de Actualización.

El beta de activos promedio utilizando el filtro de Kalman es 0,586.

Dado que los betas promedios estimados mediante ambas metodologías dan como resultado valores similares, se utiliza el promedio de ambas metodologías como valor del riesgo sistemático de una empresa eficiente de distribución eléctrica, es decir, 0,577.

#### **4. TASA DE ACTUALIZACIÓN APLICABLE CUATRIENIO NOVIEMBRE 2020 - NOVIEMBRE 2024**

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 5,15%. 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 2020 – noviembre 2024 es 6,00%.