

REF: Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028.

SANTIAGO, 4 de mayo de 2022

RESOLUCION EXENTA N° 330

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en los artículos 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) El 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 posteriores, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", en particular lo dispuesto en su artículo 183°;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado;
- d) Los antecedentes de contabilidad regulatoria informados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la "Superintendencia", mediante Oficio Ordinario N° 111.930, de fecha 6 de abril del presente año;
- e) Lo señalado en el Decreto Exento N° 59 del Ministerio de Energía, de 10 de marzo de 2022, que establece orden especial de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- f) La Resolución N° 7, de 2019 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, a esta Comisión le corresponde

llevar a cabo el proceso de fijación tarifaria de los Valores Agregados de Distribución para el cuatrienio noviembre 2024 - noviembre 2028;

- b) Que, conforme lo dispuesto en el artículo 183° de esa Ley, las componentes de los Valores Agregados de Distribución indicadas en el artículo 182° se calcularán para un determinado número de áreas típicas de distribución, que serán fijadas por la Comisión dentro de los treinta meses previos al término de vigencia de las fórmulas de tarifas, y deberá abrirse un periodo de consulta pública; y,
- c) Que, encontrándose dentro del plazo legal señalado en el considerando anterior, y con el objeto de dar inicio a la consulta pública, mediante el presente acto esta Comisión fija las áreas típicas para el cuatrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, de acuerdo a lo expuesto en la parte resolutive.

RESUELVO:

Artículo primero: Fíjense las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, conforme a lo dispuesto en el artículo 183° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo señalado en el informe que se adjunta a la presente resolución, que se entiende formar parte de ella para todos los efectos legales.

Artículo segundo: Publíquese un aviso en el Diario Oficial realizando el llamado a consulta pública, con el objeto de que los interesados, dentro del plazo de 15 días hábiles a contar de la publicación del referido aviso, puedan realizar sus observaciones a la definición de Áreas Típicas de Distribución contenida en la presente resolución, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 183° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo tercero: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión, a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial del aviso referido en el artículo anterior.

Anótese.

Secretario Ejecutivo (S)
Comisión Nacional de Energía

DFD/DPR/GMM/CSG/JGE/IGV/mhs

Distribución:

- Destinatarios
- Departamento Jurídico
- Departamento Eléctrico
- Oficina de Partes



INFORME TÉCNICO

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

**PROCESO FIJACIÓN TARIFARIA DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN,
CUADRIENIO NOVIEMBRE 2024 - 2028, Y FIJACIÓN DE PRECIOS DE LOS
SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD**

Mayo de 2022

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. CRITERIOS GENERALES	3
3. METODOLOGÍA	4
3.1. General.....	4
3.2. Metodología detallada.....	5
3.2.1. Valores agregados de distribución reales de cada empresa.	5
3.2.2. Determinación de los costos teóricos de las empresas.	6
3.2.3. Agrupación de empresas distribuidoras en ATD	7
3.3. Información utilizada	7
3.4. Determinación de la función de costos reales de la industria.....	7
3.5. Identificación de los Valores Agregados de Distribución.....	11
3.6. Determinación de la cantidad de áreas típicas y su empresa de referencia	12
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	13
4.1. Datos y cálculos iniciales	13
4.2. Cálculo de regresiones de costos teóricos de alta tensión.....	15
4.3. Cálculo de regresiones de costos teóricos de baja tensión.....	16
4.4. Cálculo de regresiones de pérdidas	18
4.5. Cálculo de VAD teórico y densidad de clientes por kilómetro de red	19
4.6. Normalización de variables	20
5. ESTRUCTURACIÓN DE ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	22
5.1. Áreas Típicas de grupo 1.A.....	22
5.2. Áreas Típicas de grupo 1.B.....	23
6. EMPRESAS DE REFERENCIA	25

INFORME TÉCNICO

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en 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 posteriores (en adelante, la LGSE o la Ley) la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la “Comisión”) debe fijar las áreas típicas de distribución (en adelante, “ATD”) para las cuales se deberán calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución (en adelante, “VAD”) que la misma ley señala.

En cumplimiento de lo anterior, y con el objeto de facilitar la mejor realización de los estudios y de contribuir a una mayor claridad y transparencia del proceso tarifario, la Comisión ha elaborado el presente Informe Técnico, en el cual incluye las ATD, la metodología y los fundamentos técnicos utilizados para su determinación.

2. CRITERIOS GENERALES

De acuerdo con lo señalado en la Ley, el procedimiento de definición de las ATD debe ser tal que estas representen áreas en que los costos de prestar el servicio público de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red sean similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica¹.

Dado lo anterior, esta Comisión considera que la metodología a aplicar debe ser establecida a partir de los antecedentes de inversión, costos y ventas de las empresas concesionarias.

Por otra parte, el artículo 182° de la Ley señala explícitamente que el VAD debe considerar:

- “1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;*
- 2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;*
- 3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización de acuerdo a lo establecido en el artículo 182 bis.”*

En consecuencia, la metodología de definición de ATD deberá basarse en los costos de distribución, considerando para ello los siguientes:

- Costos de inversión.
- Costos de operación, mantenimiento, administración y ventas.
- Costos de pérdidas.

Adicionalmente, se ha considerado como dimensión de análisis la relación de los valores agregados con la densidad de clientes y potencia coincidente por kilómetro de red.

¹ El concepto de Áreas Típicas de Distribución está definido en el artículo 225° letra m) de la Ley, en los términos señalados.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se realiza una definición general y específica de la metodología empleada para la definición de las ATD.

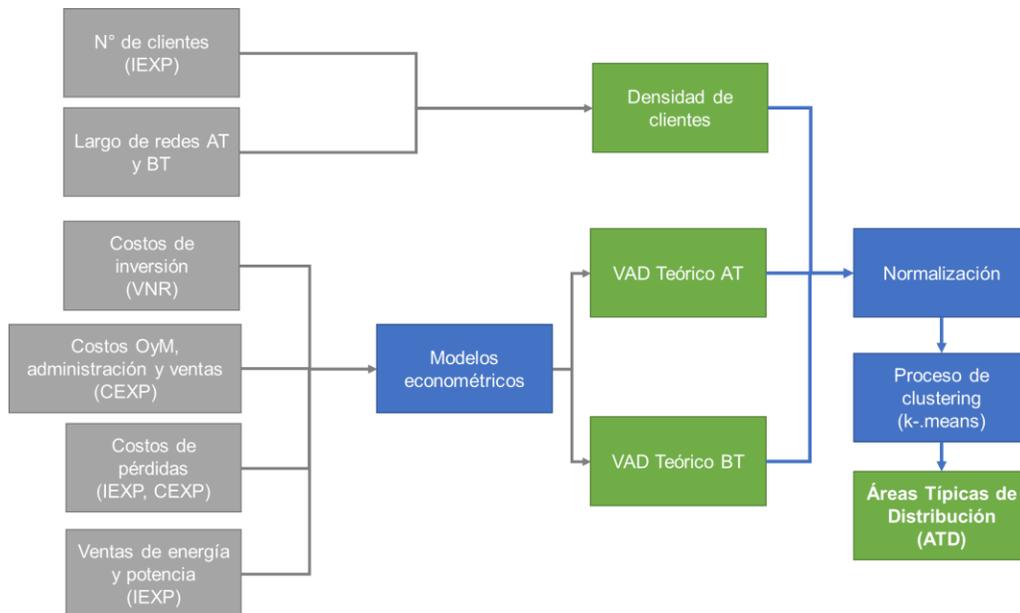
3.1. General

Las actividades llevadas a cabo para la determinación de ATD son las que se listan a continuación:

- A. Obtención de los elementos que componen el Valor Agregado de Distribución de las empresas distribuidoras de la industria, a partir de sus costos reales:
 - o Determinación de los costos reales de inversión, operación, mantenimiento, administración y ventas.
 - o Estimación de los costos por pérdidas de energía y potencia.
 - o Determinación de la potencia coincidente de venta.
- B. Aplicación de modelos econométricos que, a partir de los costos reales de las empresas distribuidoras de la industria, permitan obtener costos teóricos a ser empleados para calcular los valores agregados teóricos de la industria.
- C. Determinación del VAD teórico (AT y BT) y densidad de clientes por kilómetro de red de cada empresa distribuidora.
- D. Normalización de los valores agregados teóricos y normalización de la densidad de clientes por kilómetro.
- E. Segmentación de empresas distribuidoras en áreas típicas, considerando para ello un criterio de similitud de valores agregados de distribución resultantes en función de la densidad de clientes por kilómetro de red, en base a una técnica de clustering.

En el siguiente diagrama de bloques se representa la metodología empleada en el presente Informe Técnico:

Figura 1: Metodología determinación áreas típicas



3.2. Metodología detallada

Para dar cumplimiento a lo señalado en el punto 3.1, la metodología contempla calcular los valores agregados reales y teóricos de cada empresa, para proceder luego a segmentar éstas en áreas típicas, cada una de las cuales contendrá distribuidoras con VAD teóricos similares.

3.2.1. Valores agregados de distribución reales de cada empresa.

En forma consistente con la legislación, los valores agregados de cada empresa se calculan como:

$$VAD = \frac{aVNR + AEIR + COMA + CPEyP}{kW_{coin}} \quad (1)$$

Donde:

- VAD : Valor Agregado de Distribución de cada empresa.
- $CPEyP$: Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales del sistema de distribución.
- $aVNR$: Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución².
- $AEIR$: Ajuste por efectos del impuesto a la renta.
- $COMA$: Costos de operación, mantenimiento y administración anuales utilizados para el sistema de distribución.
- kW_{coin} : Potencia coincidente.

De este modo, la ecuación (1) se puede escribir de la siguiente forma para expresar el VAD de distribución primaria (AT) y secundaria (BT)³ reales de las empresas distribuidoras:

$$VAD_{AT}^{Real} = \frac{[aVNR_{AT}^{Real} + AEIR_{AT}^{Real} + CExp_{AT}^{Real} + CPEyP_{AT}^{Real}]}{kW_{AT} + kW_{BT} \cdot PMPBD} \quad (2.1)$$

$$VAD_{BT}^{Real} = \frac{[aVNR_{BT}^{Real} + AEIR_{BT}^{Real} + CExp_{BT}^{Real} + CPEyP_{BT}^{Real}]}{kW_{BT}} \quad (2.2)$$

Donde:

- VAD_{AT-BT}^{Real} : Valor Agregado de Distribución real de cada empresa en el nivel de tensión que se indica.
- $aVNR_{AT-BT}^{Real}$: Anualidad del valor nuevo de reemplazo real del sistema de distribución en el nivel de tensión que se indica.
- $AEIR_{AT-BT}^{Real}$: Ajuste por efectos del impuesto a la renta del VNR real del sistema de distribución en el nivel de tensión que se indica.

² Calculada según las vidas útiles definidas en las Bases Técnicas para el cálculo de las componentes del VAD, cuatrienio 2020-2024 y la tasa de descuento del 6% después de impuestos.

³ Para efectos del presente informe, se entiende como distribución primaria a la media tensión de distribución a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. Equivalentemente, se entiende como distribución secundaria a la baja tensión de distribución.

- $CExp_{AT-BT}^{Real}$: Costos de explotación anuales reales del sistema de distribución en el nivel de tensión que se indica.
- $CPEyP_{AT-BT}^{Real}$: Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales reales del sistema de distribución en el nivel de tensión que se indica.
- kW_{AT-BT} : Potencia coincidente de venta en el sistema de distribución en el nivel de tensión que se indica.
- $PMPBD$: Pérdidas de potencia coincidentes en distribución BT.

3.2.2. Determinación de los costos teóricos de las empresas.

Para realizar una comparación válida de los valores agregados de las empresas de distribución, las ecuaciones (2.1) y (2.2) deben ser ajustadas distinguiendo los ítems de costos principales de la industria. Para esto, se realiza una separación de los costos de distribución en las componentes de: 1) $aVNR$ y $AEIR$, 2) $COMA$ y 3) $CPEyP$ de las ecuaciones (2.1) y (2.2).

Luego, se han definido modelos econométricos para las expresiones asociadas a distribución primaria (AT), secundaria (BT) y para los costos de pérdidas de energía y potencia, determinando valores teóricos para cada una de estas y para cada empresa distribuidora, con los cuales se han determinado los respectivos VAD teóricos por empresa.

Como resultado de la metodología mencionada, las ecuaciones (2.1) y (2.2) se transforman en:

$$VAD_{AT}^{Teórico} = \frac{aVNR_{AT}^{Teórico} + AEIR_{AT}^{Teórico} + CExp_{AT}^{Teórico} + CPEyP_{AT}^{Teórico}}{kW_{AT} + kW_{BT} \cdot PMPBD} \quad (4.1)$$

$$VAD_{BT}^{Teórico} = \frac{aVNR_{BT}^{Teórico} + AEIR_{BT}^{Teórico} + CExp_{BT}^{Teórico} + CPEyP_{BT}^{Teórico}}{kW_{BT}} \quad (4.2)$$

Donde:

- $VAD^{Teórico}$: Corresponde al valor agregado de distribución teórico o modelado de cada empresa.
- $CPEyP^{Teórico}$: Corresponde al costo teórico de las pérdidas de energía y potencia observadas en el sistema de distribución de cada distribuidora.
- $aVNR_{AT}^{Teórico} + AEIR_{AT}^{Teórico} + CExp_{AT}^{Teórico} + CPEyP_{AT}^{Teórico}$: Corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta, los costos de explotación y los costos de pérdidas de energía y potencia teóricos, asignados al sistema de distribución primaria.
- $aVNR_{BT}^{Teórico} + AEIR_{BT}^{Teórico} + CExp_{BT}^{Teórico} + CPEyP_{BT}^{Teórico}$: Corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta, los costos de explotación y los costos de pérdidas de energía y potencia teóricos, asignados al sistema de distribución secundaria.
- kW_{AT} : Potencia coincidente de venta en el sistema de distribución en el nivel de tensión AT.
- kW_{BT} : Potencia coincidente de venta en el sistema de distribución en el nivel de tensión BT.

PMPBD : Pérdidas de potencia coincidentes en distribución BT.

3.2.3. Agrupación de empresas distribuidoras en ATD

Finalmente, una vez obtenidos los VAD teóricos de todas las empresas distribuidoras, se procede a segmentar éstas en función de la densidad de clientes por kilómetro de red de modo de agruparlas en áreas típicas con costos de distribución similares, conforme a lo establecido en la Ley.

3.3. Información utilizada

Los datos base utilizados por esta Comisión para la clasificación de ATD son los siguientes⁴:

- A. Valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2018 fijado por la Superintendencia, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2020.
- B. Aumentos y retiros de instalaciones de distribución informados por la Superintendencia para los años 2019 y 2020, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2020.
- C. Costos de explotación anuales de las empresas concesionarias de servicio público de distribución fijados por la Superintendencia para el año 2020, expresados en moneda del 31 de diciembre de dicho año.
- D. Longitudes de redes AT y BT al 31 de diciembre del 2020, informadas por la Superintendencia.
- E. Potencias vendidas en AT y BT coincidentes con la máxima de distribución del año 2020, calculadas por esta Comisión a partir de los Ingresos de Explotación 2020 presentados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia, aplicando los factores de coincidencia y número de horas del Decreto Supremo N° 11T⁵ del Ministerio de Energía, de 2016, y los factores de expansión de pérdidas del Decreto Supremo N° 5T del Ministerio de Energía, del 2018.
- F. Costo de pérdidas de energía y potencia del año 2020, determinadas a partir de las unidades tanto físicas como económicas de los costos de explotación del año 2020 fijados por la Superintendencia, y la información de ventas de energía contenida en los Ingresos de Explotación del mismo año, presentados por las empresas distribuidoras a la Superintendencia.

3.4. Determinación de la función de costos reales de la industria

Con el fin de construir los modelos econométricos que representen de forma adecuada los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración, se ha agrupado tanto el VNR como los costos de explotación en dos cuentas, correspondientes a distribución AT y BT.

Para tal efecto, los valores de VNR eléctrico por empresa se separan en cuentas de distribución primaria y en cuentas de distribución secundaria, agregando a esta última las subestaciones de

⁴ Los antecedentes señalados fueron informados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a través de Oficio Ordinario N°111930, de fecha 06 de abril de 2022.

⁵ Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, actualizado por el Decreto Supremo N° 5T, de 2018, del Ministerio de Energía.

distribución. El VNR asociado a bienes muebles e inmuebles, derechos y servidumbres, bienes intangibles y capital de explotación se asigna a prorrata del peso relativo de las cuentas anteriormente mencionadas.

Por otra parte, los valores globales de costos de explotación por empresa se dividen entre costos de operación y mantenimiento AT, costos de operación y mantenimiento BT, costos de administración, y costos de los servicios asociados incluidos en chequeo de rentabilidad. A partir de dicha asignación, se prorratan los costos de administración y costos de los servicios asociados incluidos en chequeo de rentabilidad, de acuerdo al peso relativo que tiene el número de clientes de distribución AT y BT. Cabe destacar que de la información base de costos de explotación, se descuentan los costos de compra de energía y potencia y otros costos ajenos a distribución.

Los costos asociados a pérdidas se han considerado en una cuenta aparte para efectos de la determinación de los costos teóricos, para luego desagregarlos entre cuentas AT y BT. De esta forma, los costos para cada empresa distribuidora se calculan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$VNR_{BT}^{Real} = VNR_{Inst. BT}^{Real} + VNR_{Inst. SD}^{Real} + \alpha \cdot (VNR_{BMI}^{Real} + VNR_{BI\&CE}^{Real} + VNR_{D\&S}^{Real}) \quad (5.1)$$

$$VNR_{AT}^{Real} = VNR_{Inst. AT}^{Real} + \beta \cdot (VNR_{BMI}^{Real} + VNR_{BI\&CE}^{Real} + VNR_{D\&S}^{Real}) \quad (5.2)$$

$$\alpha = \frac{VNR_{Inst. BT}^{Real} + VNR_{Inst. SD}^{Real}}{VNR_{Inst. SD}^{Real} + VNR_{Inst. BT}^{Real} + VNR_{Inst. AT}^{Real}} \quad (6.1)$$

$$\beta = \frac{VNR_{Inst. AT}^{Real}}{VNR_{Inst. SD}^{Real} + VNR_{Inst. BT}^{Real} + VNR_{Inst. AT}^{Real}} \quad (6.2)$$

$$CExp_{AT}^{Real} = CExp_{O\&M AT}^{Real} + (C_{Adm}^{Real} + C_{SSAA}^{Real}) \cdot \left(\frac{NC_{AT}}{NC_{AT} + NC_{BT}} \right) \quad (7.1)$$

$$CExp_{BT}^{Real} = CExp_{O\&M BT}^{Real} + (C_{Adm}^{Real} + C_{SSAA}^{Real}) \cdot \left(\frac{NC_{BT}}{NC_{AT} + NC_{BT}} \right) \quad (7.2)$$

Donde:

- VNR_{BT}^{Real} : Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
- VNR_{AT}^{Real} : Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
- $VNR_{Inst. BT}^{Real}$: Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a líneas de distribución secundaria.
- $VNR_{Inst. SD}^{Real}$: Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a subestaciones de distribución secundaria.
- $VNR_{Inst. AT}^{Real}$: Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a líneas de distribución primaria.
- VNR_{BMI}^{Real} : Corresponde al valor nuevo de reemplazo real de los bienes muebles e inmuebles de la empresa distribuidora.
- $VNR_{BI\&CE}^{Real}$: Corresponde al valor fijado de bienes intangibles y capital de explotación de la empresa distribuidora.

$VNR_{D\&S}^{Real}$:	Corresponde al valor fijado de derechos y servidumbres de la empresa distribuidora.
$CExp_{AT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
$CExp_{BT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$CExp_{O\&M\ AT}^{Real}$:	Corresponde a los costos de explotación reales de la empresa asociados exclusivamente a operación y mantenimiento de instalaciones de distribución primaria.
$CExp_{O\&M\ BT}^{Real}$:	Corresponde a los costos de explotación reales de la empresa asociados exclusivamente a operación y mantenimiento de instalaciones de distribución secundaria.
C_{Adm}^{Real}	:	Corresponde a los costos de administración real total de la empresa.
C_{SSAA}^{Real}	:	Corresponde al costo de los servicios asociados incluidos en el chequeo de rentabilidad.
NC_{AT}	:	Corresponde al número de clientes suministrados desde la distribución primaria a diciembre de 2020.
NC_{BT}	:	Corresponde al número de clientes suministrados desde la distribución secundaria a diciembre de 2020.

Con los costos de inversión y explotación obtenidos para distribución primaria y secundaria, se determina su anualidad ($aVNR + AEIR + COMA$), considerando para las instalaciones las vidas útiles definidas en las Bases Técnicas para el cálculo de las componentes del VAD, cuatrienio 2020-2024 y una tasa de descuento del 6% anual después de impuestos.

La variable explicativa utilizada para representar al universo de empresas distribuidoras es diferente para cada una de las componentes del VAD. De esta forma, para los costos de inversión (anualidad y ajuste por efecto del impuesto a la renta) y de explotación, se utilizará para estos efectos el producto de las longitudes de redes y la potencia coincidente a nivel de distribución primaria para el caso AT, y la potencia vendida a nivel de distribución secundaria para el caso BT. Por otra parte, para la componente asociada a las pérdidas medias de energía y potencia, se utiliza el producto de los kilómetros de red con el cuadrado de la potencia coincidente de venta.

Para la construcción de los modelos econométricos que representarán la función de costos de la industria, se plantea una regresión “log – log”. De este modo, y considerando las variables explicativas ya señaladas, se obtienen las siguientes ecuaciones:

A. Distribución primaria (AT):

Regresión:

$$\ln \left[\frac{aVNR_{AT}^{Real} + AEIR_{AT}^{Real} + CExp_{AT}^{Real}}{km_{AT} \cdot kW_{RED\ AT}} \right] = A \cdot \ln[km_{AT} \cdot kW_{RED\ AT}] + B \quad (8.1)$$

$$kW_{RED\ AT} = kW_{AT} + kW_{BT} \cdot PMPBT \quad (8.2)$$

Donde:

$\ln(x)$: Logaritmo natural de “x”.
$aVNR_{AT}^{Real}$: Corresponde a la proporción de la anualidad del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
$AEIR_{AT}^{Real}$: Corresponde al ajuste por efectos del impuesto a la renta asociado al valor nuevo de reemplazo asignado al sistema de distribución primaria.
$CExp_{AT}^{Real}$: Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
km_{AT}	: Longitud de redes AT al 31 de diciembre del 2020 en km.
$kW_{RED AT}$: Potencia coincidente en el nivel de alta tensión de distribución.
kW_{AT}	: Potencia vendida en el nivel de alta tensión de distribución.
kW_{BT}	: Potencia vendida en el nivel de baja tensión de distribución.
PMPBT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución según lo dispuesto en el Decreto 11T de 2016 del Ministerio de Energía.
A y B	: Constantes resultantes de la aplicación de la regresión.

La regresión, utilizando los valores reales de los parámetros de cada empresa, entregará la mejor estimación de las constantes A y B (método de mínimos cuadrados) de la ecuación (8.1). Luego, con las constantes A y B conocidas, se determina el costo total teórico correspondiente a AT para cada empresa distribuidora como:

$$(aVNR + AEIR + CExp)_{AT}^{Teórico} = [km_{AT} \cdot kW_{RED AT}]^{(A+1)} \cdot e^B \quad (9)$$

B. Distribución secundaria (BT):

Regresión:

$$\ln \left[\frac{aVNR_{BT}^{Real} + AEIR_{BT}^{Real} + CExp_{BT}^{Real}}{km_{BT} \cdot kW_{BT}} \right] = C \cdot \ln[km_{BT} \cdot kW_{BT}] + D \quad (10)$$

Donde:

$\ln(x)$: Logaritmo natural de “x”.
$aVNR_{BT}^{Real}$: Corresponde a la proporción de la anualidad del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$AEIR_{BT}^{Real}$: Corresponde al ajuste por efectos del impuesto a la renta asociado al valor nuevo de reemplazo asignado al sistema de distribución secundaria.
$CExp_{BT}^{Real}$: Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
km_{BT}	: Longitud de redes BT al 31 de diciembre del 2020 en km.

- kW_{BT} : Potencia vendida en el nivel de baja tensión de distribución.
 C y D : Constantes resultantes de la aplicación de la regresión.

La regresión, utilizando los valores reales de los parámetros de cada empresa, entregará la mejor estimación de las constantes C y D (método de mínimos cuadrados) de la ecuación (10). Luego, con las constantes C y D conocidas, se podrá determinar el costo total teórico correspondiente a BT para cada empresa como:

$$(aVNR + AEIR + COMA)_{BT}^{Teórico} = [km_{BT} \cdot kW_{BT}]^{(C+1)} \cdot e^D \quad (11)$$

C. Costos de pérdidas de energía y potencia:

Regresión:

$$\ln \left[\frac{CPEyP^{Real}}{km \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})^2} \right] = G \cdot \ln[km \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})^2] + H \quad (12)$$

Donde:

- $\ln(x)$: Logaritmo natural de "x".
 $CPEyP^{Real}$: Corresponde al costo de las pérdidas de energía y potencia observadas en el sistema de distribución de cada distribuidora.
 km : Longitud de redes al 31 de diciembre del 2020 (km).
 kW_{AT} : Potencia vendida en el nivel de alta tensión de distribución.
 kW_{BT} : Potencia vendida en el nivel de baja tensión de distribución.
 G y H : Constantes resultantes de la aplicación de la regresión.

La regresión, utilizando los valores reales de los parámetros de cada empresa, entregará la mejor estimación de las constantes G y H (método de mínimos cuadrados) de la ecuación (12). Luego, con las constantes G y H conocidas, se podrá determinar el costo total teórico asociado a las pérdidas de energía y potencia observadas en el sistema de distribución de cada distribuidora como:

$$CPEyP^{Teórico} = [km \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})^2]^{(G+1)} \cdot e^H \quad (13)$$

Los costos teóricos de pérdidas de energía y potencia son luego asignados a distribución primaria y distribución secundaria, a prorrata de las pérdidas resultantes de aplicar los factores de coincidencia del Decreto Supremo N°5T del Ministerio de Energía, de 2018, a los físicos de venta de energía AT y BT informados por las empresas distribuidoras en los ingresos de explotación presentados a SEC.

3.5. Identificación de los Valores Agregados de Distribución

Aplicando la metodología descrita anteriormente, se calculan los diferentes costos que componen el Valor Agregado de Distribución para cada empresa distribuidora, proyectados sobre la curva de

la industria y, con ellos, se determinan las componentes teóricas del VAD de acuerdo con lo señalado en el artículo 182° de la Ley.

3.6. Determinación de la cantidad de áreas típicas y su empresa de referencia

El proceso de definición de ATD requiere hacer objetiva la representatividad que cada grupo o área tiene de los costos medios (o VAD) de las empresas que la conforman, en función de la densidad de clientes por kilómetro.

Para definir de forma objetiva la cantidad de áreas típicas se establecen los siguientes criterios:

1. Se distinguen 2 grupos de acceso a financiamiento y estructura de costos:
 - A. Empresas ligadas a grupos empresariales⁶ y que suministran en su conjunto más de 1TWh/año.
 - B. Empresas no incluidas en el criterio precedente.
2. Se agrupan las empresas en función de la distancia de éstas a un centroide común utilizando la distancia euclidiana a éste. Dicha distancia se mide de acuerdo con la expresión siguiente:

$$d = \sqrt{(VADAT_{p.u}^2 - X_c^2) + (VADBT_{p.u}^2 - Y_c^2) + (DCK_{p.u}^2 - Z_c^2)} \quad (14)$$

donde:

- d : Distancia euclidiana.
- X_c, Y_c, Z_c : Coordenadas (x, y, z) del centroide común.
- $VADAT_{p.u}^2$: Valor agregado de distribución AT teórico normalizado de cada empresa.
- $VADBT_{p.u}^2$: Valor agregado de distribución BT teórico normalizado de cada empresa.
- $DCK_{p.u}$: Densidad de clientes por kilómetro de cada empresa, normalizada.

3. El número de centroides corresponderá a un punto en que la variación de la suma del cuadrado de las distancias señaladas precedentemente no es significativa.

⁶ Consideración teniendo a la vista la definición de grupo empresarial que define la Comisión para el Mercado Financiero.
Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13° – Santiago – Chile - FONONO (56-2) 2797 2612 -
FAX (56-2) 797 2627 - WEB <http://www.cne.cl>

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En el presente capítulo se exponen los resultados obtenidos de aplicar la metodología detallada en el capítulo 3.

4.1. Datos y cálculos iniciales

En la Tabla 1 se presentan las longitudes de redes y las potencias de ventas coincidentes con la máxima de distribución, calculadas a partir de los factores de coincidencia y números de horas de uso a las ventas por opción tarifaria.

Tabla 1: Longitudes de redes y potencias de venta coincidentes

ID_Dx	Nombre empresa	km red AT	km red BT	km Total	kW AT + kW BT	kW BT	kW AT	kW red AT
6	Chilquinta	3.462	5.514	8.976	457.155	238.613	218.541	470.780
9	Litoral	372	650	1.022	28.435	23.428	5.007	29.536
10	Enel	5.525	11.887	17.411	2.817.172	1.474.377	1.342.795	2.908.878
12	EEC	97	237	334	18.969	16.026	2.943	19.722
13	Til Til	68	64	132	3.627	2.330	1.297	3.785
14	EEPA	167	403	569	56.861	33.092	23.769	59.280
18	CGE	32.068	32.865	64.933	2.876.926	1.281.814	1.595.111	2.970.626
21	Coopelan	2.056	1.333	3.389	20.169	13.506	6.664	21.100
22	Frontel	17.611	14.259	31.870	154.192	101.616	52.576	161.193
23	Saesa	12.618	10.165	22.782	409.947	195.066	214.882	421.085
24	Edelaysén	1.935	1.032	2.967	20.447	14.986	5.461	21.462
25	Edelmag	485	692	1.178	38.526	28.319	10.207	40.143
26	Codiner	2.750	870	3.620	13.538	5.803	7.735	13.938
28	Edecsa	505	148	653	18.937	6.220	12.717	19.229
29	CEC	476	327	802	40.828	8.279	32.549	41.433
31	LuzLinares	1.582	1.321	2.903	19.081	9.296	9.785	19.722
32	LuzParral	2.247	1.310	3.557	23.264	8.352	14.913	23.840
33	Copelec	4.938	4.198	9.136	33.066	22.084	10.982	34.561
34	Coelcha	1.884	1.195	3.080	8.493	5.261	3.231	8.849
35	Socoepa	1.303	320	1.623	6.528	4.070	2.458	6.803
36	Cooprel	1.715	113	1.828	8.414	5.233	3.181	8.768
39	Luz Osorno	3.818	815	4.634	24.327	7.946	16.382	24.875
40	CRELL	2.044	999	3.044	14.095	11.328	2.767	14.862

El siguiente cuadro entrega, para cada empresa, el valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2020, expresado en millones de pesos chilenos a dicha fecha. Esta información corresponde a la cifra de VNR 2018 fijada por la Superintendencia, junto con los aumentos y retiros 2019 y 2020 informados por las empresas concesionarias. Las cifras globales AT y BT fueron calculadas de acuerdo con los criterios estipulados en el punto 3.4⁷.

⁷ No se cuenta con antecedentes de la apertura del VNR de las empresas Coopersol, Sasipa, Mataquito y DESA, razón por la cual no se incluyen en la

Tabla 2.

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13º – Santiago – Chile - FONO (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627 - WEB <http://www.cne.cl>

Tabla 2: Valor Nuevo de Reemplazo

ID Dx	Nombre empresa	VNR AT [MM\$]	VNR BT [MM\$]	VNR [MM\$]
6	Chilquinta	173.177	240.441	413.619
8	Emelca	1.010	463	1.472
9	Litoral	12.948	20.184	33.131
10	Enel	435.948	772.843	1.208.791
12	EEC	4.301	11.103	15.404
13	Til Til	1.408	2.052	3.459
14	EEPA	6.199	19.662	25.861
18	CGED	651.222	712.477	1.363.699
21	Coopelan	23.205	19.109	42.315
22	Frontel	241.314	143.321	384.635
23	Saesa	220.449	170.171	390.621
24	Edelaysén	28.959	16.275	45.234
25	Edelmag	16.941	20.904	37.845
26	Codiner	24.824	4.703	29.528
28	Edecsa	8.880	5.914	14.794
29	CEC	9.566	3.838	13.404
31	LuzLinares	21.907	14.317	36.223
32	LuzParral	25.480	14.492	39.972
33	Copelec	45.202	38.660	83.862
34	Coelcha	13.828	14.277	28.105
35	Socoepa	10.207	4.728	14.936
36	Cooprel	12.454	4.981	17.435
39	Luz Osorno	40.389	15.493	55.882
40	CRELL	14.743	17.270	32.013

El siguiente cuadro entrega para cada empresa los costos de explotación anuales en miles de pesos chilenos, fijados por la Superintendencia para el año 2020, expresados en moneda del 31 de diciembre del mismo año. La cifra global ha sido prorrateada entre AT y BT, de acuerdo con los criterios estipulados en el punto 3.4⁸.

Tabla 3: Costos de Explotación

ID Dx	Nombre empresa	COMA AT [M\$]	COMA BT [M\$]	COMA TOTAL [M\$]
6	Chilquinta	4.043.939	30.876.201	34.920.139
9	Litoral	358.788	2.458.367	2.817.156
10	Enel	21.441.672	68.896.588	90.338.260
12	EEC	208.524	601.268	809.792
13	Til Til	44.653	274.301	318.954
14	EEPA	372.580	4.248.362	4.620.941
18	CGE	25.913.670	111.564.766	137.478.435
21	Coopelan	735.980	2.461.598	3.197.578
22	Frontel	12.383.987	20.623.581	33.007.568
23	Saesa	10.396.423	24.133.509	34.529.931
24	Edelaysén	1.791.228	3.268.702	5.059.930
25	Edelmag	700.938	3.341.462	4.042.400
26	Codiner	379.754	1.738.687	2.118.441
28	Edecsa	251.894	632.087	883.981
29	CEC	492.121	1.084.972	1.577.093
31	LuzLinares	882.234	1.944.213	2.826.447
32	LuzParral	804.914	1.509.282	2.314.196
33	Copelec	975.455	7.592.602	8.568.057
34	Coelcha	873.832	1.781.609	2.655.441
35	Socoepa	362.534	1.427.508	1.790.042
36	Cooprel	312.660	1.076.298	1.388.958
39	Luz Osorno	552.371	1.132.857	1.685.228
40	CRELL	116.444	2.316.393	2.432.836

⁸ No se cuenta con antecedentes de la apertura de los Costos de Explotación de las empresas Emelca, Cooperosol, Sasipa, Mataquito y DESA, razón por la cual no se incluyen en la Tabla 3.

Finalmente, los datos utilizados para el cálculo de los costos de pérdidas de energía y potencia son los que detallan en la Tabla 4:

Tabla 4: Costo de Pérdidas

Id_Dx	Nombre empresa	Compra [GWh]	Compra EyP [MM\$]	Monómico [\$/kWh]	Venta [GWh]	Pérdida [GWh]	Pérdida [%]	Costo Pérdidas [MM\$]
6	Chilquinta	2.943	233.377	85,53	2.729	214	7,3%	18.346
9	Litoral	124	10.446	84,49	104	20	16,2%	1.696
10	Enel	13.514	964.774	71,39	15.051	-1.537	-11,4%	72.092
12	EEC	119	8.397	70,75	114	5	4,2%	349
13	Til Til	18	1.277	71,09	32	-14	-79,1%	-1.010
14	EEPA	289	18.994	65,64	284	5	1,8%	347
18	CGE	16.594	1.269.256	76,49	14.835	1.758	10,6%	134.484
21	Coopelan	128	9.205	71,95	111	17	13,5%	1.243
22	Frontel	1.221	90.440	74,06	1.047	175	14,3%	12.931
23	Saesa	2.591	194.549	75,08	2.387	205	7,9%	15.356
24	Edelaysén	173	15.100	87,51	156	17	9,8%	1.477
25	Edelmag	336	24.703	73,59	311	25	7,3%	1.809
26	Codiner	99	5.974	60,34	80	19	19,2%	1.145
28	Edecsa	101	8.115	80,34	95	6	6,2%	506
29	CEC	145	10.054	69,34	151	-6	-4,3%	1.009
31	LuzLinares	174	12.408	71,37	150	24	13,8%	1.713
32	LuzParral	139	9.959	71,69	119	19	14,0%	1.393
33	Copelec	249	18.326	73,68	198	51	20,5%	3.755
34	Coelcha	56	4.033	72,07	42	14	25,5%	1.027
35	Socoepa	49	3.634	74,88	40	8	17,5%	634
36	Cooprel	57	4.081	71,14	47	11	18,4%	752
39	Luz Osorno	183	13.535	73,86	169	14	7,8%	1.051
40	CRELL	118	8.914	75,69	102	16	13,2%	1.176

Con respecto a las empresas Enel y CEC, del ejercicio de comparación de la energía de compra con la venta informada en los ingresos de explotación, se observan pérdidas negativas. Lo anterior, corresponde a un error en la información disponible y, en consecuencia, no tiene sentido para efectos del presente ejercicio. Sin perjuicio de lo anterior, para efectos del cálculo de costos de pérdidas, se utilizó el porcentaje de pérdidas obtenido para dichas empresas en el proceso anterior de determinación de ATD (7,47% y 10,04%, respectivamente).

Por otra parte, para la empresa Til Til, se observa un nivel de pérdida del -79,1%, lo cual da cuenta de errores en la información asociada a la misma. De la misma forma, del proceso anterior de determinación de ATD se constata un error de magnitud similar. Debido a lo anterior, dicha empresa no se considera en el conjunto de datos empleado para la aplicación de la metodología señalada en 3.4.

4.2. Cálculo de regresiones de costos teóricos de alta tensión

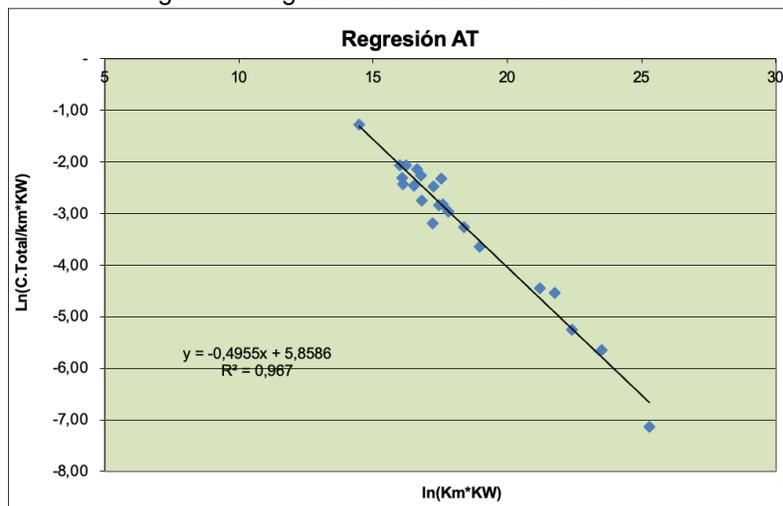
Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos de alta tensión, para lo cual se considera que el costo corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta y los costos de operación y mantenimiento.

Tabla 5: Costo total anual alta tensión

ID_Dx	Nombre empresa	COMA AT (M\$)	aVNR_AT (M\$)	AEIR_AT (M\$)	Costo Total Anual (M\$)
6	Chilquinta	4.043.939	13.055.643	2.097.101	19.196.683
9	Litoral	358.788	886.324	145.108	1.390.221
10	Enel	21.441.672	29.812.342	5.251.033	56.505.047
12	EEC	208.524	274.178	47.547	530.249
14	EEPA	372.580	423.820	74.278	870.678
18	CGE	25.913.670	42.486.037	7.507.314	75.907.021
21	Coopelan	735.980	1.561.667	260.500	2.558.146
22	Frontel	12.383.987	15.641.952	2.503.954	30.529.893
23	Saesa	10.396.423	15.141.049	2.448.492	27.985.964
24	Edelaysén	1.791.228	1.974.460	319.754	4.085.442
25	Edelmag	700.938	1.132.564	200.447	2.033.950
26	Codiner	379.754	1.620.639	255.564	2.255.958
28	Edecsa	251.894	609.463	98.972	960.329
29	CEC	492.121	662.137	109.833	1.264.091
31	LuzLinares	882.234	1.490.145	235.417	2.607.796
32	LuzParral	804.914	1.713.037	269.647	2.787.597
33	Copelec	975.455	3.027.512	461.977	4.464.945
34	Coelcha	873.832	922.398	149.647	1.945.877
35	Socoepa	362.534	661.481	107.330	1.131.345
36	Cooprel	312.660	843.915	134.867	1.291.441
39	Luz Osorno	552.371	2.642.866	419.059	3.614.295
40	CRELL	116.444	968.892	164.175	1.249.510

De acuerdo con la metodología planteada en 3.4.A, se han calculado las regresiones de los costos de alta tensión, utilizando la ecuación (9), cuyo resultado se presenta mediante el gráfico siguiente:

Figura 2: Regresión de costos de alta tensión



4.3. Cálculo de regresiones de costos teóricos de baja tensión

Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos de baja tensión, para lo cual se considera que el costo corresponde a la suma de la anualidad del valor

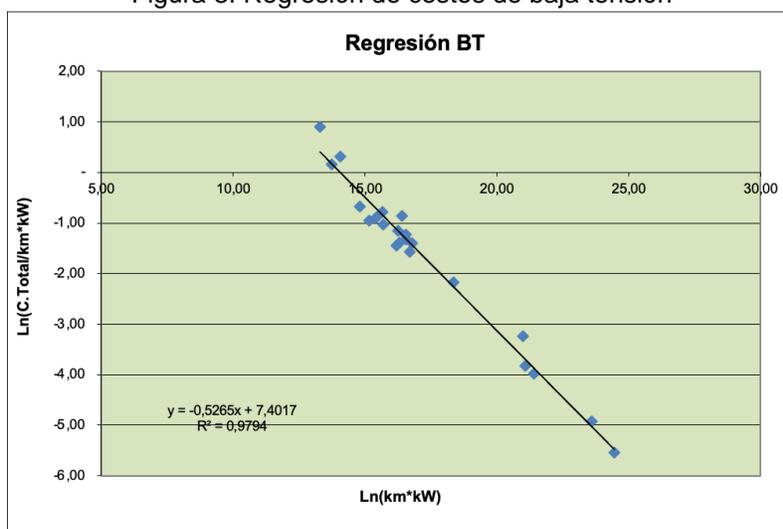
nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta y los costos de operación y mantenimiento.

Tabla 6: Costo total anual baja tensión

ID_Dx	Nombre empresa	COMA BT (M\$)	aVNR BT (M\$)	AEIR BT (M\$)	Costo Total Anual (M\$)
6	Chilquinta	30.876.201	17.974.009	2.819.976	51.670.185
9	Litoral	2.458.367	1.397.775	216.342	4.072.484
10	Enel	68.896.588	50.828.712	8.451.438	128.176.738
12	EEC	601.268	743.954	123.305	1.468.527
14	EEPA	4.248.362	1.225.769	210.631	5.684.762
18	CGE	111.564.766	45.242.843	7.504.840	164.312.449
21	Coopelan	2.461.598	1.112.792	172.232	3.746.622
22	Frontel	20.623.581	9.395.009	1.469.618	31.488.209
23	Saesa	24.133.509	11.283.035	1.766.859	37.183.403
24	Edelaysén	3.268.702	1.083.994	168.989	4.521.686
25	Edelmag	3.341.462	1.278.511	221.384	4.841.357
26	Codiner	1.738.687	281.876	41.786	2.062.348
28	Edecsa	632.087	398.571	59.062	1.089.720
29	CEC	1.084.972	256.358	40.089	1.381.419
31	LuzLinares	1.944.213	1.000.961	147.250	3.092.423
32	LuzParral	1.509.282	938.226	134.905	2.582.413
33	Copelec	7.592.602	2.558.031	373.887	10.524.519
34	Coelcha	1.781.609	960.022	135.468	2.877.099
35	Socoepa	1.427.508	323.238	40.774	1.791.520
36	Cooprel	1.076.298	342.747	41.930	1.460.975
39	Luz Osorno	1.132.857	1.046.926	146.053	2.325.836
40	CRELL	2.316.393	1.074.546	164.512	3.555.451

De acuerdo con la metodología planteada en 3.4.B, se han calculado las regresiones de los costos de baja tensión, utilizando la ecuación (11), cuyo resultado se presenta mediante el gráfico siguiente:

Figura 3: Regresión de costos de baja tensión



4.4. Cálculo de regresiones de pérdidas

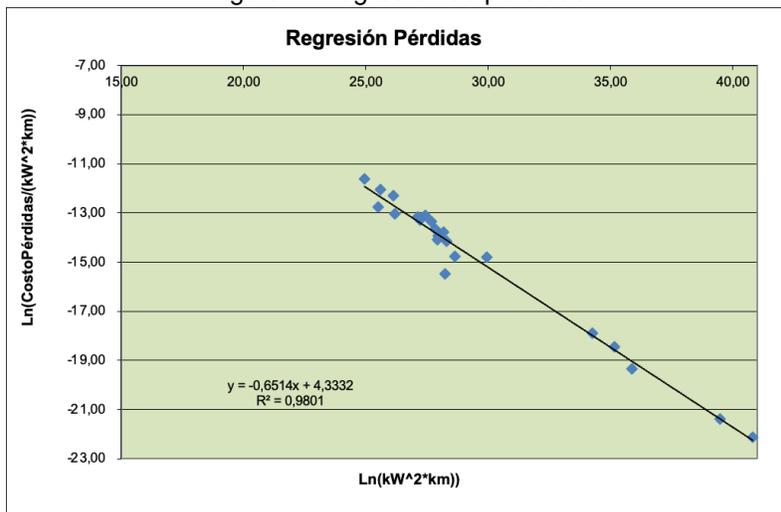
Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos teóricos asociados a las pérdidas eléctricas.

Tabla 7: Costos teóricos de pérdidas

ID Dx	Nombre empresa	Costo Pérdidas [M\$]	km	kW AT+ kW BT
6	Chilquinta	18.345.796	8.976	457.155
9	Litoral	1.695.762	1.022	28.435
10	Enel	72.091.982	17.411	2.817.172
12	EEC	348.645	334	18.969
14	EEPA	347.027	569	56.861
18	CGE	134.484.291	64.933	2.876.926
21	Coopelan	1.243.397	3.389	20.169
22	Frontel	12.930.763	31.870	154.192
23	Saesa	15.355.927	22.782	409.947
24	Edelaysén	1.477.117	2.967	20.447
25	Edelmag	1.809.133	1.178	38.526
26	Codiner	1.145.192	3.620	13.538
28	Edecsa	506.266	653	18.937
29	CEC	1.009.175	802	40.828
31	LuzLinares	1.712.629	2.903	19.081
32	LuzParral	1.393.420	3.557	23.264
33	Copelec	3.754.651	9.136	33.066
34	Coelcha	1.026.965	3.080	8.493
35	Socoepa	634.220	1.623	6.528
36	Cooprel	752.041	1.828	8.414
39	Luz Osorno	1.051.401	4.634	24.327
40	CRELL	1.175.797	3.044	14.095

De acuerdo con la metodología planteada en 3.4.C, se han calculado las regresiones del costo de las pérdidas, utilizando la ecuación (16), cuyo resultado se presenta mediante el gráfico siguiente:

Figura 4: Regresión de pérdidas



4.5. Cálculo de VAD teórico y densidad de clientes por kilómetro de red

En la siguiente tabla se resumen los VAD teóricos calculados como la suma de los costos teóricos divididos por la potencia de venta de alta y baja tensión coincidente con la máxima de distribución.

Tabla 8: VAD Teórico

ID_Dx	Nombre empresa	kW red AT	kW BT	Costo Pérdidas [M\$]	Costo BT Anual (M\$)	Costo AT Anual (M\$)	Costo Total AT Teórico (M\$)	VAD Teórico AT (M\$/kW)	Costo Total BT Teórico (M\$)	VAD Teórico BT (M\$/kW)
6	Chilquinta	470.780	238.613	16.087.300	34.082.109	15.546.305	23.701.455	50,35	42.014.259	176,08
9	Litoral	29.536	23.428	1.087.589	4.126.715	1.247.892	1.687.430	57,13	4.774.766	203,81
10	Enel	2.908.878	1.474.377	72.019.887	116.143.890	49.318.001	86.663.719	29,79	150.818.060	102,29
12	EEC	19.722	16.026	555.192	2.136.542	516.981	761.325	38,60	2.447.390	152,71
14	EEPA	59.280	33.092	1.438.043	3.873.718	1.183.357	1.923.297	32,44	4.571.821	138,16
18	CGE	2.970.626	1.281.814	115.635.994	175.935.257	121.032.693	186.083.141	62,64	226.520.803	176,72
21	Coopelan	21.100	13.506	1.300.169	4.467.239	2.495.588	3.238.533	153,48	5.024.462	372,03
22	Frontel	161.193	101.616	11.728.162	35.675.549	20.567.888	27.214.568	168,83	40.757.031	401,09
23	Saesa	421.085	195.066	20.630.194	41.387.947	28.217.143	39.779.511	94,47	50.455.774	258,66
24	Edelaysén	21.462	14.986	1.253.097	4.155.932	2.441.349	2.986.696	139,16	4.863.682	324,55
25	Edelmaq	40.143	28.319	1.412.243	4.650.852	1.666.367	2.354.711	58,66	5.374.751	189,79
26	Codiner	13.938	5.803	1.007.472	2.445.976	2.344.441	3.017.974	216,53	2.779.914	479,04
28	Edecsa	19.229	6.220	700.901	1.094.622	1.172.673	1.636.447	85,10	1.331.749	214,09
29	CEC	41.433	8.279	1.286.416	1.820.129	1.676.260	2.636.670	63,64	2.146.135	259,24
31	LuzLinares	19.722	9.296	1.185.129	3.727.184	2.113.175	2.894.286	146,75	4.131.202	444,39
32	LuzParral	23.840	8.352	1.460.589	3.528.450	2.775.523	3.764.406	157,90	4.000.155	478,97
33	Copelec	34.561	22.084	2.593.051	9.705.851	4.979.812	6.158.637	178,20	11.120.076	503,54
34	Coelcha	8.849	5.261	687.983	2.714.569	1.540.601	1.844.988	208,49	3.098.165	588,84
35	Socoepa	6.803	4.070	458.047	1.287.389	1.120.210	1.336.546	196,45	1.529.100	375,74
36	Cooprel	8.768	5.233	569.886	887.073	1.462.240	1.731.857	197,51	1.187.343	226,89
39	Luz Osorno	24.875	7.946	1.652.336	2.752.870	3.705.497	4.860.424	195,39	3.250.280	409,06
40	CRELL	14.862	11.328	975.424	3.586.107	2.084.972	2.486.008	167,27	4.160.495	367,28

En la tabla anterior, los costos teóricos de pérdidas de energía y potencia son asignados a los costos de distribución primaria y distribución secundaria, a prorrata de las pérdidas resultantes de aplicar los factores de coincidencia del Decreto Supremo N° 5T del Ministerio de Energía, de 2018 a los físicos de venta de energía AT y BT informados por las empresas distribuidoras en los ingresos de explotación presentados a la SEC.

En la siguiente tabla se resumen la densidad de clientes por kilómetro de red, calculados como el cociente entre el número de clientes total a diciembre de 2020 y la suma de los kilómetros de red de alta y baja tensión informados.

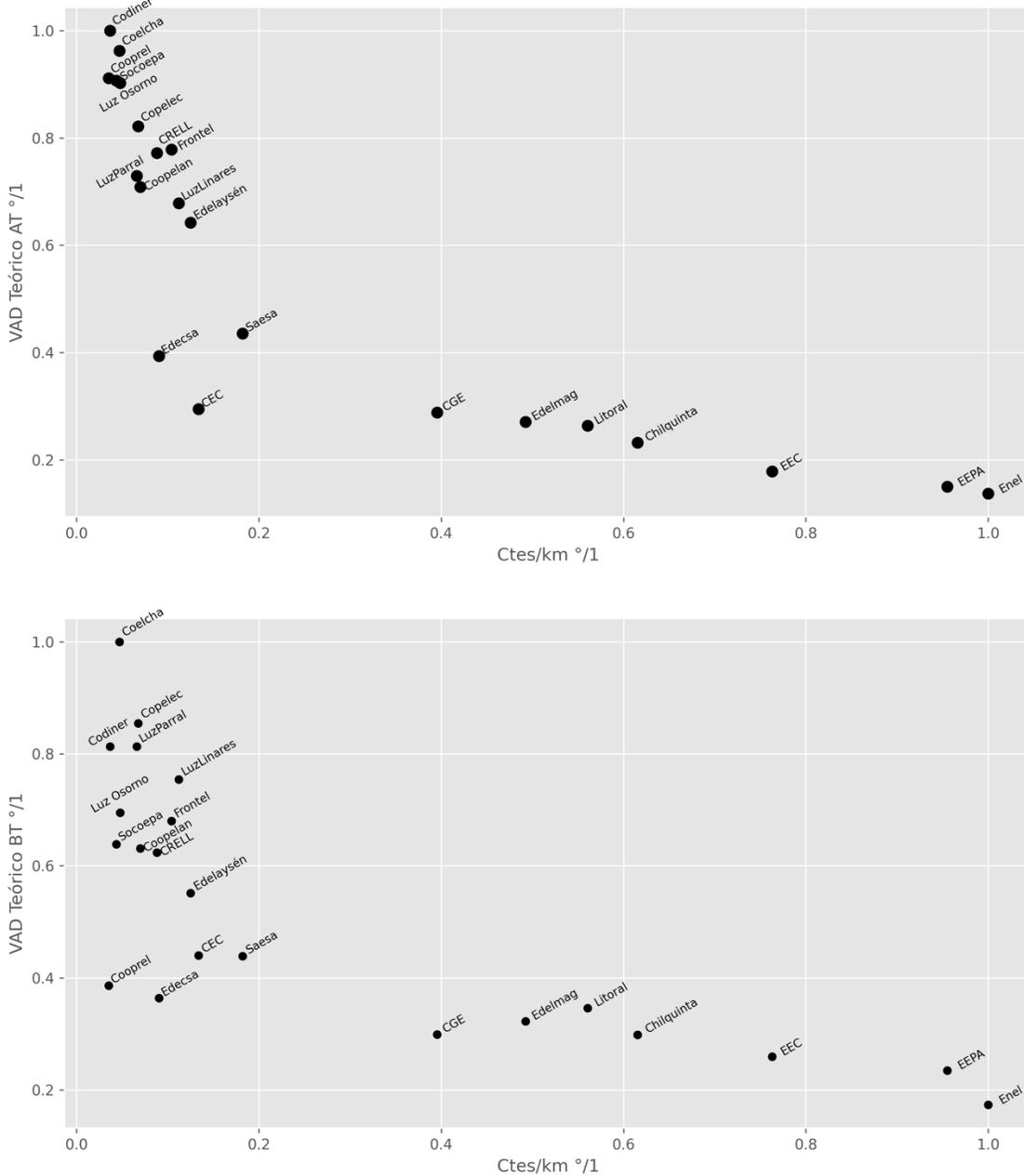
Tabla 9: Clientes por kilómetros

ID_Dx	Nombre empresa	Ctes/km
6	Chilquinta	69,5
9	Litoral	63,3
10	Enel	112,9
12	EEC	86,1
14	EEPA	107,9
18	CGE	44,7
21	Coopelan	7,9
22	Frontel	11,8
23	Saesa	20,5
24	Edelaysén	14,1
25	Edelmaq	55,6
26	Codiner	4,1
28	Edecsa	10,2
29	CEC	15,1
31	LuzLinares	12,7
32	LuzParral	7,5
33	Copelec	7,7
34	Coelcha	5,3
35	Socoepa	5,0
36	Cooprel	4,0
39	Luz Osorno	5,4
40	CRELL	9,9

4.6. Normalización de variables

De acuerdo con el procedimiento establecido en el punto 3.6, se ha definido para cada empresa el VAD teórico AT, el VAD teórico BT y la densidad de clientes por kilómetro de red normalizados. Dicho cálculo se representa a través de la figura siguiente:

Figura 5: VAD teórico vs clientes por kilómetro normalizados



En la figura anterior, se han excluido las siguientes empresas:

- Til Til cuyo nivel de pérdidas, conforme a los antecedentes presentados, equivale a -79,1%.

- Emelca, debido a que no se contó con sus antecedentes de ingresos de explotación, ni los datos asociados a la cantidad de km de red.
- Coopersol, debido a que no se contó con sus antecedentes de ingresos de explotación, ni con los datos asociados a cantidad de km de red.
- Sasipa, dado que no se contó con sus antecedentes de ingresos de explotación, ni con los datos asociados a km de red.
- Mataquito, debido a que a la fecha no se cuenta con antecedentes fijados de VNR ni tampoco se dispone de los ingresos de explotación.
- DESA, debido a que a la fecha no se cuenta con antecedentes fijados de VNR y costos de explotación, ni tampoco se dispone de los ingresos de explotación.

Dichas empresas serán incorporadas en forma posterior a la aplicación de los criterios señalados en el punto 3.6.

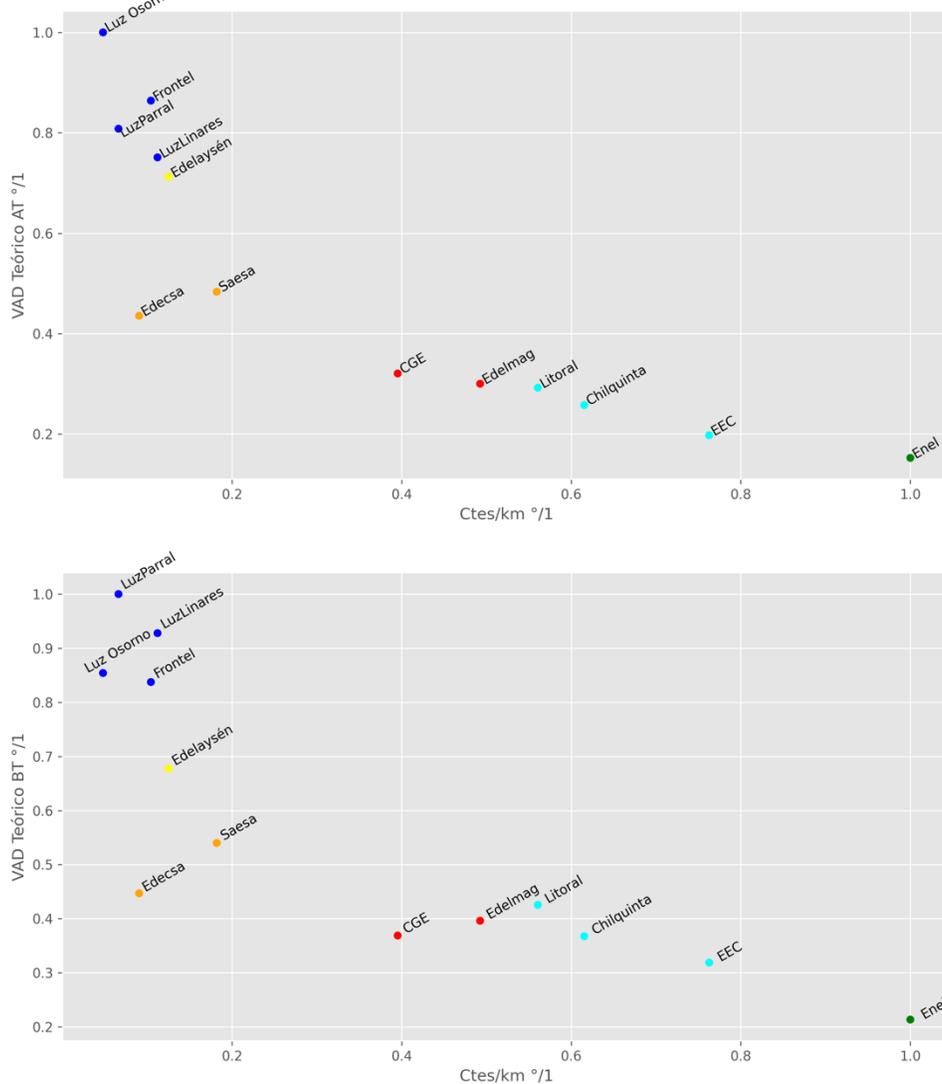
5. ESTRUCTURACIÓN DE ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con el procedimiento establecido en el punto 3.6, se ha definido para cada empresa distribuidora el área típica que le corresponde, así como también la empresa de referencia en cada una de ellas, donde se ha aplicado el criterio N°1 descrito en el punto ya señalado.

5.1. Áreas Típicas de grupo 1.A.

Para las empresas distribuidoras que cumplen con el criterio establecido en el punto 3.6-1 A, se realizó una agrupación conforme al criterio de distancia señalado en el punto 3.6-3, determinándose un total de 6 áreas típicas. La figura siguiente representa el resultado de dicha clasificación:

Figura 6: Clasificación áreas típicas grupo 1.A.



Conforme a lo anterior, se establece la siguiente clasificación de áreas típicas para las empresas que se indican:

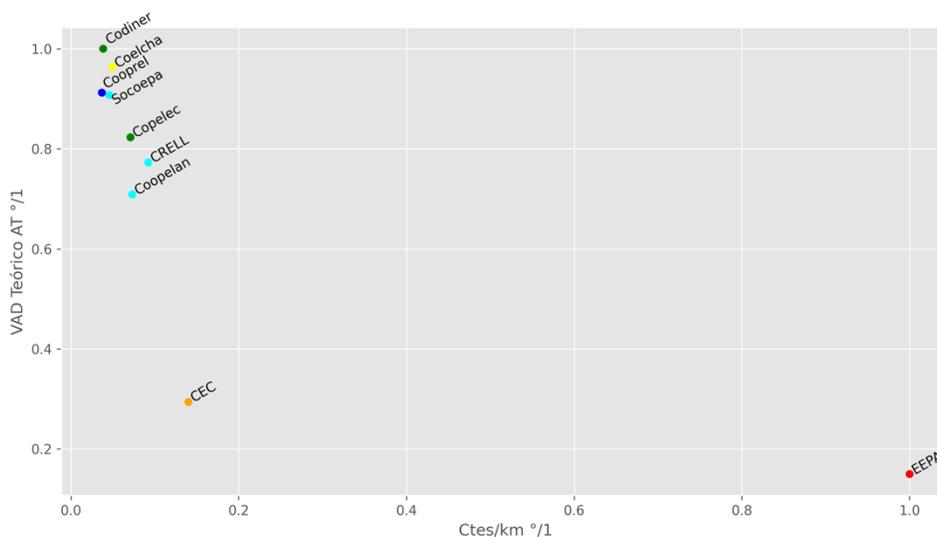
Tabla 10: Clasificación áreas típicas grupo 1.A.

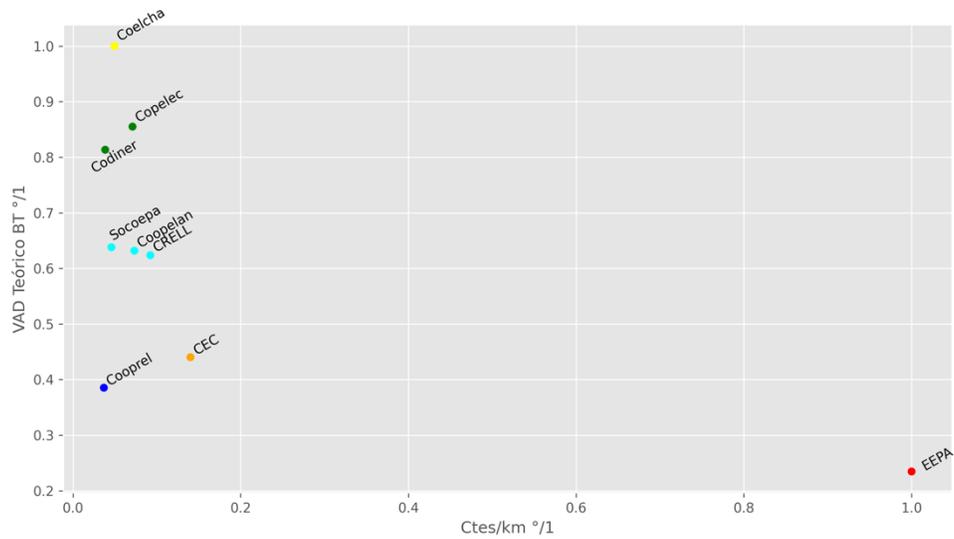
Área Típica	Código Empresa	Empresa
1	10	Enel
2	18	CGE
	25	Edelmag
3	6	Chilquinta
	9	Litoral
	12	EEC
4	23	Saesa
	28	Edecsa
5	22	Frontel
	31	Luz Linares
	32	Luz Parral
	39	Luz Osorno
6	24	Edelaysén

5.2. Áreas Típicas de grupo 1.B.

Para las empresas distribuidoras que cumplen con el criterio establecido en el punto 3.6-1 B, se realizó una agrupación conforme al criterio de distancia señalado en el punto 3.6-3, determinándose un total de 6 áreas típicas. La figura siguiente representa el resultado de dicha clasificación:

Figura 7: Clasificación áreas típicas grupo 1.B.





Incorporando las empresas Emelca, Coopersol, Sasipa, Mataquito y DESA, en base a los antecedentes disponibles, se obtiene la siguiente clasificación de ATD para las empresas que se indican:

Tabla 11: Clasificación áreas típicas grupo 1.B.

Área Típica	Código Empresa	Empresa
7	14	EEPA
8	36	Cooprel
	45	Mataquito
	46	DESA
9	29	CEC
	8	Emelca
	13	Til Til
10	33	Copelec
	26	Codiner
11	21	Coopelan
	35	Socoepa
	40	CRELL
	20	Coopersol
	44	Sasipa
12	34	Coelcha

6. EMPRESAS DE REFERENCIA

En base a la evaluación de la energía vendida y el número de clientes suministrados, y de acuerdo a la calidad de la información disponible, se han determinado las siguientes empresas de referencia:

Tabla 12: Empresa de referencia

Área Típica	Nombre empresa
1	Enel
2	CGE
3	Chilquinta
4	Saesa
5	Frontel
6	Edelaysén
7	EEPA
8	Cooprel
9	CEC
10	Copelec
11	CRELL
12	Coelcha