

REF: Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028 y deja sin efecto Resolución Exenta N° 330, de 04 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía.

SANTIAGO, 30 de junio de 2022

RESOLUCIÓN EXENTA N° 499

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° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica;
- d) 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;
- e) 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;
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N°330, de 04 de mayo de 2022, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio Noviembre 2024- Noviembre 2028;

- g) Las observaciones señaladas por Empresa Eléctrica de Casa Blanca S.A., recibidas con fecha 25 de mayo de 2022, y las señaladas por Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., CGE Distribución S.A., Enel Distribución Chile S.A., Empresas del Grupo Saesa y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., recibidas con fecha 31 de mayo de 2022.
- h) Lo señalado en el Decreto Exento N° 59, de 10 de marzo de 2022, del Ministerio de Energía, que establece orden especial de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- i) 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;
- c) Que, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto precedentemente, la Comisión encontrándose dentro del plazo legal señalado en el considerando anterior, y con el objeto de dar inicio a la consulta pública, dictó la Resolución Exenta N° 330 de 04 de mayo de 2022, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio Noviembre 2024- Noviembre 2028;
- d) Que, la referida Resolución Exenta estableció que los interesados tenían un plazo de 15 días hábiles a contar de la publicación del aviso en el Diario Oficial, para realizar observaciones;

- e) Que, estando dentro del plazo establecido al efecto, se recibieron observaciones de las empresas individualizadas en el literal g) de Vistos, y
- f) Que, atendida las observaciones efectuadas por las empresas, y conforme al mérito de las mismas, mediante el presente acto administrativo, esta Comisión realiza una nueva fijación de las Áreas Típicas de Distribución, dejando sin efecto la Resolución Exenta N° 330, ya antes individualizada;

RESUELVO:

Artículo primero: Fíjense las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio 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: Déjese sin efecto, la Resolución Exenta N° 330, de 04 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, que Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2024 - noviembre 2028, por razones señaladas en cuerpo del presente acto administrativo.

Artículo tercero: Publíquese la presente resolución exenta en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese,

Secretario Ejecutivo (S)
Comisión Nacional de Energía

EEG/DPR/GMM/CSG/JGE/SCT/mhs

Distribución:

- Empresas concesionarias de servicio público de distribución.
- Ministerio de Energía.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Departamento Jurídico CNE.
- Departamento Eléctrico CNE.
- Oficina de Partes CNE.



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**

Junio 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.....	12
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.....	17
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.

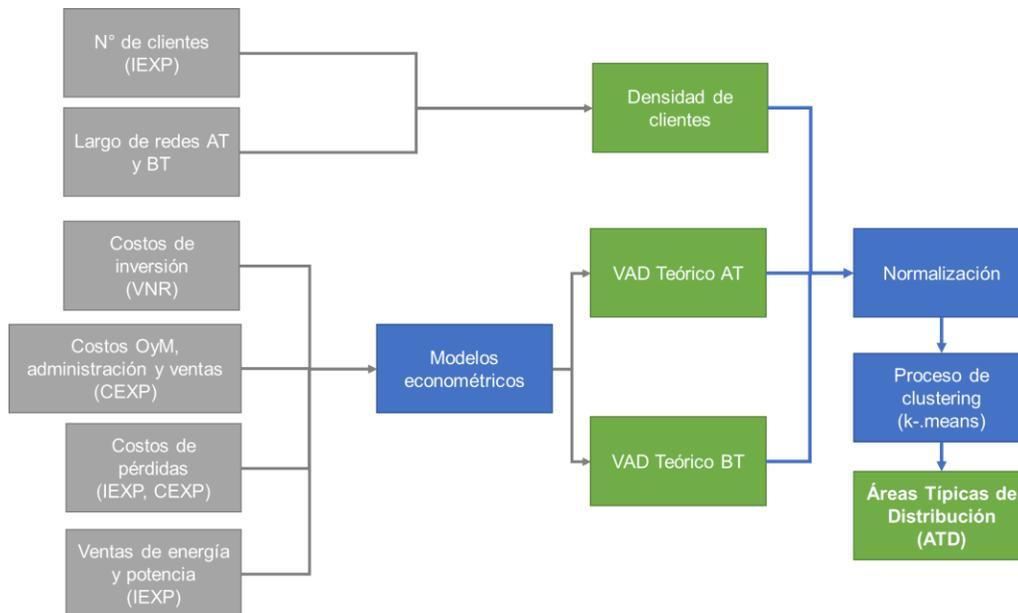
3.1. General

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.

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, y rectificadas mediante correo electrónico con fecha 22 de junio 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.

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 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 asociados⁶. A partir de dicha asignación, se prorratan los costos de administración y costos de los servicios asociados 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.

⁶ Se consideran como costos de los servicios asociados, los que se definen como parte del Valor Agregado de Distribución en las "Bases Técnicas para el cálculo de las componentes del VAD, cuatrienio 2020-2024", formalizadas mediante Resolución Exenta CNE N°197 de 2020 del 11 de junio de 2020.

VNR_{BIM}^{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 VAD.
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 empresariales⁷ 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.

⁷ Consideración teniendo a la vista la definición de grupo empresarial que define la Comisión para el Mercado Financiero.

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	466.106	238.667	227.439	479.734
9	Litoral	372	650	1.022	30.709	23.428	7.281	31.810
10	Enel	5.525	11.887	17.411	2.936.603	1.373.219	1.563.384	3.022.017
12	EEC	97	237	334	19.788	16.026	3.761	20.541
13	Til Til	68	64	132	3.771	2.330	1.441	3.929
14	EEPA	167	403	569	58.722	33.092	25.630	61.141
18	CGE	32.068	32.865	64.933	2.761.462	1.241.631	1.519.832	2.852.226
21	Coopelan	2.056	1.333	3.389	23.321	13.506	9.815	24.251
22	Frontel	17.611	14.259	31.870	160.284	101.616	58.668	167.285
23	Saesa	12.618	10.165	22.782	429.219	195.066	234.154	440.358
24	Edelaysén	1.935	1.032	2.967	22.224	14.986	7.238	23.239
25	Edelmag	485	692	1.178	40.004	28.319	11.685	41.622
26	Codiner	2.750	870	3.620	14.393	5.803	8.590	14.793
28	Edecsa	505	148	653	21.649	6.220	15.429	21.942
29	CEC	476	327	802	41.414	8.279	33.135	42.019
31	LuzLinares	1.582	1.321	2.903	19.628	9.296	10.331	20.268
32	LuzParral	2.247	1.310	3.557	24.089	8.352	15.737	24.664
33	Copelec	4.938	4.198	9.136	36.136	22.084	14.053	37.631
34	Coelcha	1.884	1.195	3.080	9.579	5.261	4.317	9.935
35	Socoepa	1.303	320	1.623	7.035	4.070	2.965	7.310
36	Cooprel	1.715	113	1.828	9.296	5.233	4.063	9.650
39	Luz Osorno	3.818	815	4.634	24.539	7.946	16.593	25.086
40	CRELL	2.044	999	3.044	14.480	11.328	3.152	15,247

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 3.4⁸.

⁸ No se cuenta con antecedentes de la apertura del VNR de las empresas Emelca, Cooperosol, 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	172.219	225.865	398.085
9	Litoral	12.937	19.854	32.791
10	Enel	421.137	696.025	1.117.161
12	EEC	4.125	11.091	15.216
13	Til Til	1.425	1.966	3.391
14	EEPA	6.361	17.840	24.201
18	CGED	675.345	693.296	1.368.641
21	Coopelan	23.919	16.133	40.051
22	Frontel	242.133	138.233	380.367
23	Saesa	222.803	157.263	380.067
24	Edelaysén	29.197	15.576	44.773
25	Edelmag	17.377	18.343	35.720
26	Codiner	24.641	4.351	28.992
28	Edecsa	8.832	5.530	14.362
29	CEC	9.477	3.496	12.972
31	LuzLinares	22.167	14.466	36.632
32	LuzParral	25.866	13.511	39.377
33	Copelec	47.026	38.049	85.074
34	Coelcha	13.845	13.806	27.652
35	Socoepa	10.226	4.737	14.964
36	Cooprel	12.495	4.852	17.347
39	Luz Osorno	40.082	15.055	55.137
40	CRELL	14.693	15.590	30.283

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 3.4⁹.

Tabla 3: Costos de Explotación

ID Dx	Nombre empresa	COMA AT [M\$]	COMA BT [M\$]	COMA TOTAL [M\$]
6	Chilquinta	4.032.897	28.880.197	32.913.094
9	Litoral	357.459	2.124.941	2.482.400
10	Enel	21.425.790	61.020.293	82.446.082
12	EEC	208.255	510.487	718.742
13	Til Til	44.863	295.371	340.234
14	EEPA	372.560	4.233.687	4.606.247
18	CGE	25.833.393	102.079.795	127.913.188
21	Coopelan	735.554	2.427.869	3.163.423
22	Frontel	12.375.587	19.851.907	32.227.494
23	Saesa	10.383.589	22.920.762	33.304.351
24	Edelaysén	1.789.964	3.163.835	4.953.799
25	Edelmag	699.353	3.077.436	3.776.789
26	Codiner	365.989	1.445.462	1.811.451
28	Edecsa	248.319	544.180	792.499
29	CEC	485.737	920.483	1.406.221
31	LuzLinares	881.302	1.888.038	2.769.340
32	LuzParral	802.618	1.389.807	2.192.425
33	Copelec	966.239	6.653.109	7.619.348
34	Coelcha	874.959	1.823.081	2.698.040
35	Socoepa	362.286	1.419.361	1.781.647
36	Cooprel	314.284	1.146.312	1.460.596
39	Luz Osorno	549.205	1.080.123	1.629.328
40	CRELL	116.444	2.316.393	2.432.836

⁹ 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	79,30	2.597	346	11,7%	27.416
9	Litoral	124	10.446	84,49	104	20	16,2%	1.696
10	Enel	13.514	964.774	71,39	13.023	491	3,6%	35.073
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	14.830	1.763	10,6%	134.867
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%	-435
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	96	22	18,5%	1.651

Con respecto a la empresa 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 dicha empresa en el proceso anterior de determinación de ATD (10,04%).

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

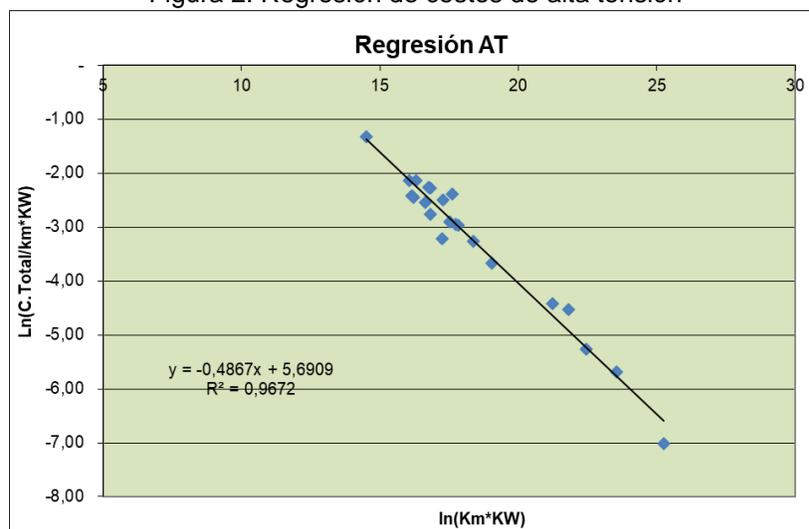
Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos de alta tensión, para lo cual se considera que el costo corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta y los costos de operación y mantenimiento.

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	4.032.897	13.769.023	2.165.624	19.967.544
9	Litoral	357.459	895.033	145.446	1.397.937
10	Enel	21.425.790	30.178.152	5.281.921	56.885.862
12	EEC	208.255	275.401	47.330	530.986
14	EEPA	372.560	454.773	77.648	904.981
18	CGE	25.833.393	48.124.588	8.254.264	82.212.245
21	Coopelan	735.554	1.614.175	274.841	2.624.570
22	Frontel	12.375.587	16.652.913	2.578.221	31.606.720
23	Saesa	10.383.589	16.026.886	2.528.303	28.938.777
24	Edelaysén	1.789.964	2.041.677	322.405	4.154.046
25	Edelmag	699.353	1.180.266	208.801	2.088.420
26	Codiner	365.989	1.615.467	254.572	2.236.028
28	Edecsa	248.319	614.603	98.704	961.626
29	CEC	485.737	673.456	111.344	1.270.537
31	LuzLinares	881.302	1.532.512	241.959	2.655.774
32	LuzParral	802.618	1.788.667	280.732	2.872.016
33	Copelec	966.239	3.270.516	511.375	4.748.131
34	Coelcha	874.959	932.204	150.563	1.957.726
35	Socoepa	362.286	662.763	107.766	1.132.814
36	Cooprel	314.284	857.643	135.085	1.307.011
39	Luz Osorno	549.205	2.711.231	420.812	3.681.249
40	CRELL	116.444	966.619	163.029	1.246.091

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

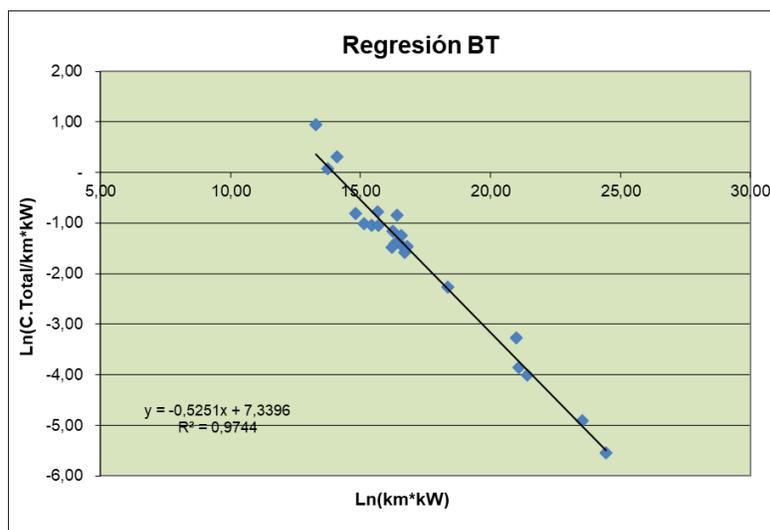
Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos de baja tensión, para lo cual se considera que el costo corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el ajuste por efectos del impuesto a la renta y los costos de operación y mantenimiento.

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	28.880.197	18.018.851	2.792.196	49.691.243
9	Litoral	2.124.941	1.397.558	215.180	3.737.679
10	Enel	61.020.293	50.665.712	8.298.405	119.984.410
12	EEC	510.487	745.622	123.343	1.379.452
14	EEPA	4.233.687	1.281.962	211.238	5.726.887
18	CGE	102.079.795	50.183.105	8.095.690	160.358.590
21	Coopelan	2.427.869	1.109.814	172.435	3.710.118
22	Frontel	19.851.907	9.434.197	1.464.376	30.750.480
23	Saesa	22.920.762	11.284.891	1.744.318	35.949.971
24	Edelaysén	3.163.835	1.101.295	167.408	4.432.537
25	Edelmag	3.077.436	1.256.688	215.308	4.549.431
26	Codiner	1.445.462	281.031	41.473	1.767.966
28	Edecsa	544.180	393.241	57.534	994.954
29	CEC	920.483	253.515	39.286	1.213.284
31	LuzLinares	1.888.038	1.024.464	151.097	3.063.599
32	LuzParral	1.389.807	961.000	138.236	2.489.043
33	Copelec	6.653.109	2.646.943	401.532	9.701.584
34	Coelcha	1.823.081	961.300	135.152	2.919.533
35	Socoepe	1.419.361	323.766	40.969	1.784.097
36	Cooprel	1.146.312	351.818	42.236	1.540.367
39	Luz Osorno	1.080.123	1.041.309	143.781	2.265.213
40	CRELL	2.316.393	1.062.895	160.490	3.539.777

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

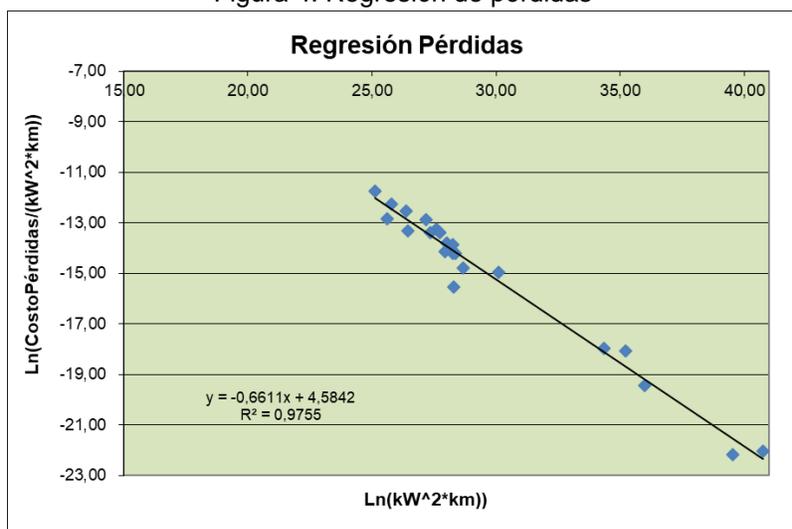
Con la información contenida en la sección 4.1 precedente, se han determinado los costos teóricos asociados a las pérdidas eléctricas.

Tabla 7: Costos teóricos de pérdidas

ID_Dx	Nombre empresa	Costo Pérdidas [M\$]	km	kW AT+ kW BT
6	Chilquinta	27.415.864	8.976	466.106
9	Litoral	1.695.762	1.022	30.709
10	Enel	35.072.689	17.411	2.936.603
12	EEC	348.645	334	19.788
14	EEPA	347.027	569	58.722
18	CGE	134.866.974	64.933	2.761.462
21	Coopelan	1.243.397	3.389	23.321
22	Frontel	12.930.763	31.870	160.284
23	Saesa	15.355.927	22.782	429.219
24	Edelaysén	1.477.117	2.967	22.224
25	Edelmag	1.809.133	1.178	40.004
26	Codiner	1.145.192	3.620	14.393
28	Edecsa	506.266	653	21.649
29	CEC	1.009.175	802	41.414
31	LuzLinares	1.712.629	2.903	19.628
32	LuzParral	1.393.420	3.557	24.089
33	Copelec	3.754.651	9.136	36.136
34	Coelcha	1.026.965	3.080	9.579
35	Socoepa	634.220	1.623	7.035
36	Cooprel	752.041	1.828	9.296
39	Luz Osorno	1.051.401	4.634	24.539
40	CRELL	1.650.671	3.044	14.480

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	479.734	238.667	14.885.390	32.978.760	16.000.408	23.360.271	48,69	40.504.288	169,71
9	Litoral	31.810	23.428	1.127.993	3.968.053	1.264.414	1.720.281	54,08	4.640.179	198,06
10	Enel	3.022.017	1.373.219	64.877.310	109.033.493	52.308.159	86.368.953	28,58	139.850.009	101,84
12	EEC	20.541	16.026	573.080	2.050.435	507.032	759.247	36,96	2.371.299	147,96
14	EEPA	61.141	33.092	1.435.688	3.724.091	1.171.599	1.911.194	31,26	4.420.185	133,57
18	CGE	2.852.226	1.241.631	97.211.938	168.475.045	125.228.174	179.439.360	62,91	211.475.797	170,32
21	Coopelan	24.251	13.506	1.405.291	4.296.483	2.646.276	3.430.042	141,44	4.918.007	364,14
22	Frontel	167.285	101.616	11.092.571	34.521.562	21.472.634	27.606.814	165,03	39.479.953	388,52
23	Saesa	440.358	195.066	19.301.172	40.066.629	29.738.082	40.393.620	91,73	48.712.262	249,72
24	Edelaysén	23.239	14.986	1.300.148	3.996.229	2.509.736	3.062.479	131,78	4.743.634	316,54
25	Edelmag	41.622	28.319	1.415.868	4.473.606	1.664.186	2.342.276	56,28	5.211.383	184,02
26	Codiner	14.793	5.803	1.036.065	2.348.330	2.383.827	3.063.566	207,09	2.704.656	466,08
28	Edecsa	21.942	6.220	764.845	1.048.449	1.222.633	1.728.718	78,79	1.307.209	210,15
29	CEC	42.019	8.279	1.272.725	1.745.954	1.655.534	2.606.104	62,02	2.067.908	249,79
31	LuzLinares	20.268	9.296	1.186.382	3.582.813	2.109.577	2.876.531	141,92	4.002.240	430,51
32	LuzParral	24.664	8.352	1.460.150	3.391.232	2.793.570	3.764.194	152,62	3.880.758	464,68
33	Copelec	37.631	22.084	2.646.208	9.356.118	5.198.278	6.374.393	169,39	10.826.211	490,24
34	Coelcha	9.935	5.261	744.281	2.606.997	1.600.547	1.922.325	193,49	3.029.499	575,79
35	Socoepa	7.310	4.070	485.952	1.233.671	1.131.569	1.356.119	185,50	1.495.072	367,38
36	Cooprel	9.650	5.233	611.157	849.131	1.502.325	1.785.221	184,99	1.177.391	224,98
39	Luz Osorno	25.086	7.946	1.617.241	2.643.889	3.699.677	4.810.904	191,77	3.149.902	396,43
40	CRELL	15.247	11.328	980.932	3.446.811	2.079.084	2.458.657	161,26	4.048.170	357,37

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.

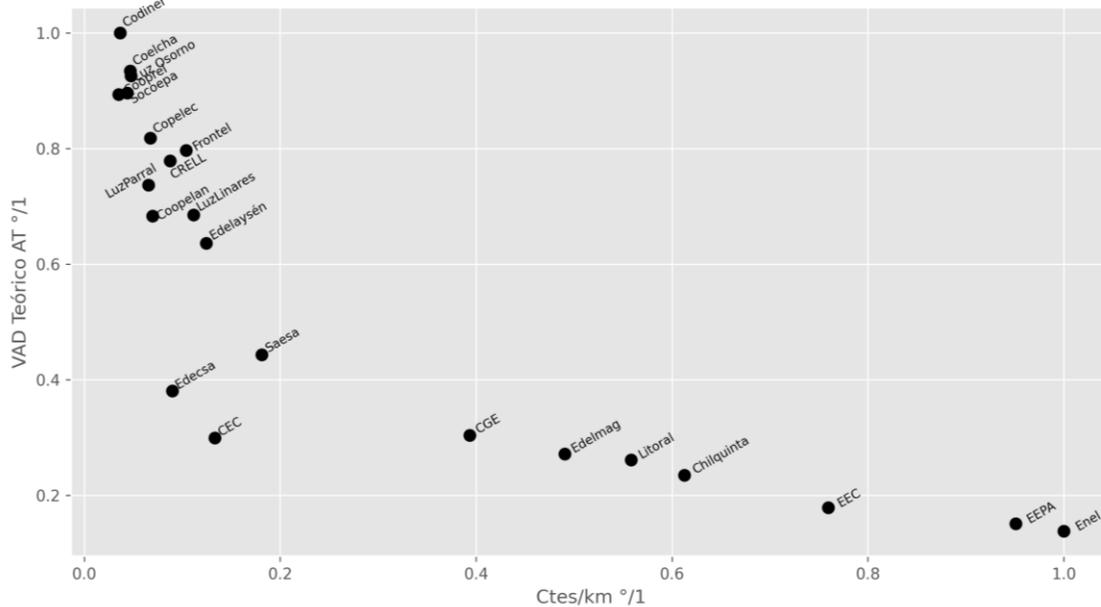
Tabla 9: Clientes por kilómetros

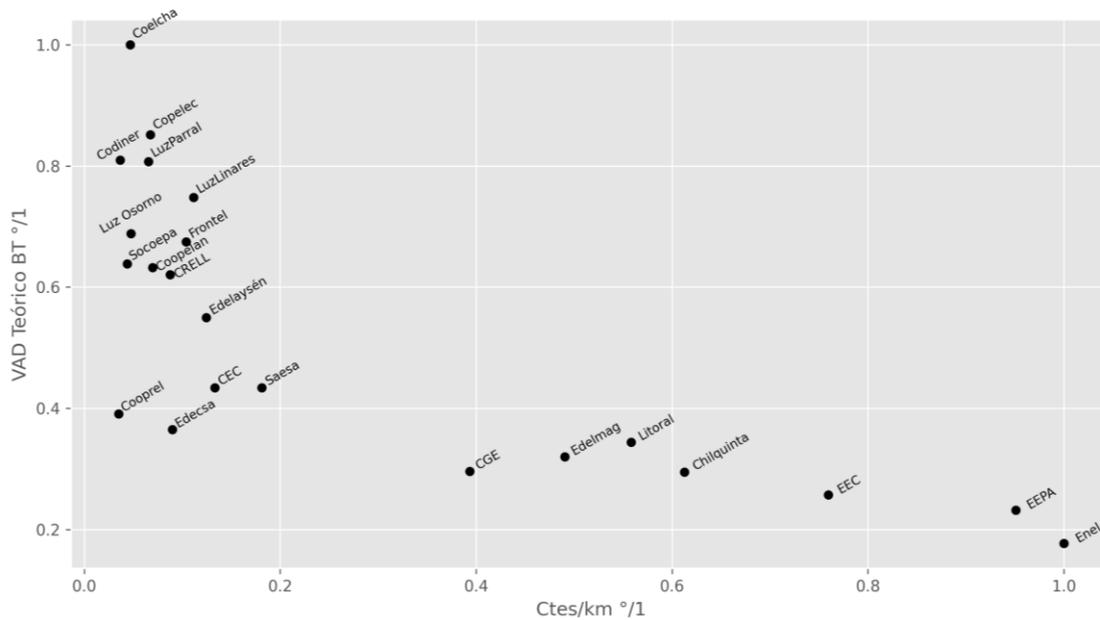
ID Dx	Nombre empresa	Ctes/km
6	Chilquinta	69,5
9	Litoral	63,3
10	Enel	113,4
12	EEC	86,1
14	EEPA	107,9
18	CGE	44,7
21	Coopelan	7,9
22	Frontel	11,8
23	Saesa	20,5
24	Edelaysén	14,1
25	Edelmag	55,6
26	Codiner	4,1
28	Edecsa	10,2
29	CEC	15,1
31	LuzLinares	12,7
32	LuzParral	7,5
33	Copelec	7,7
34	Coelcha	5,3
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.

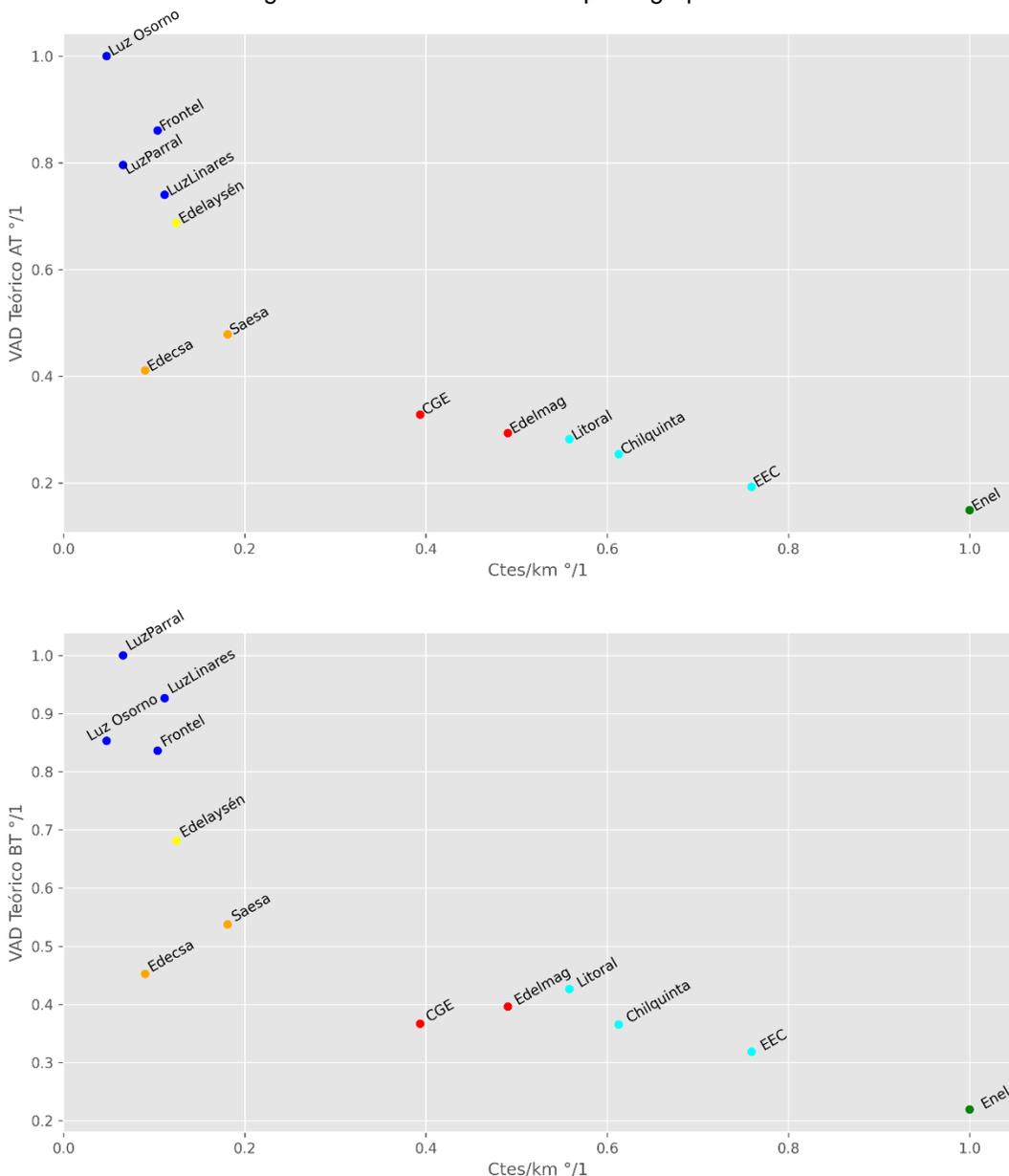
5. ESTRUCTURACIÓN DE ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

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:

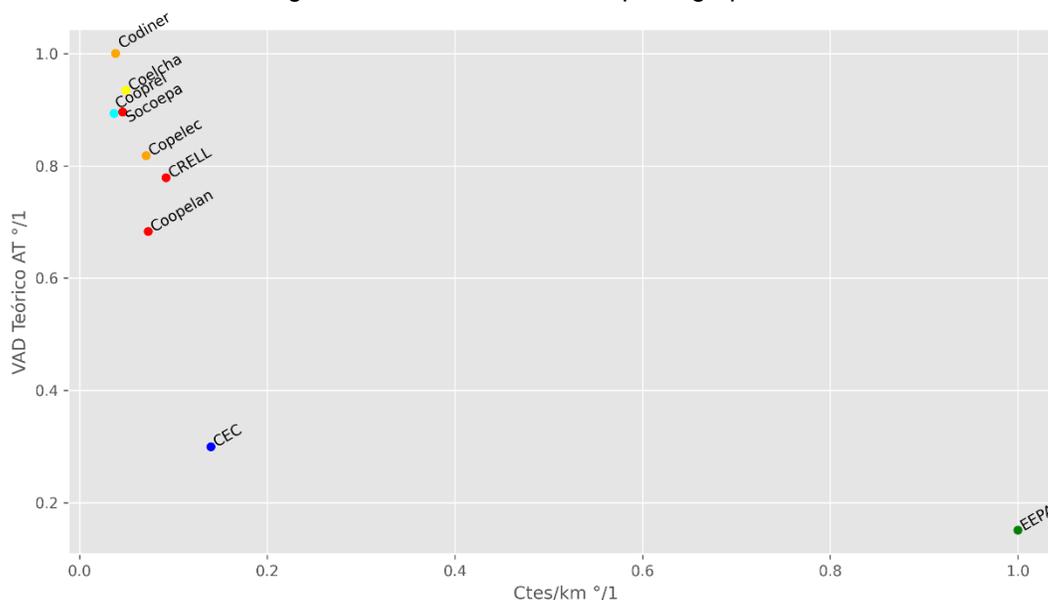
Tabla 10: Clasificación áreas típicas grupo 1.A.

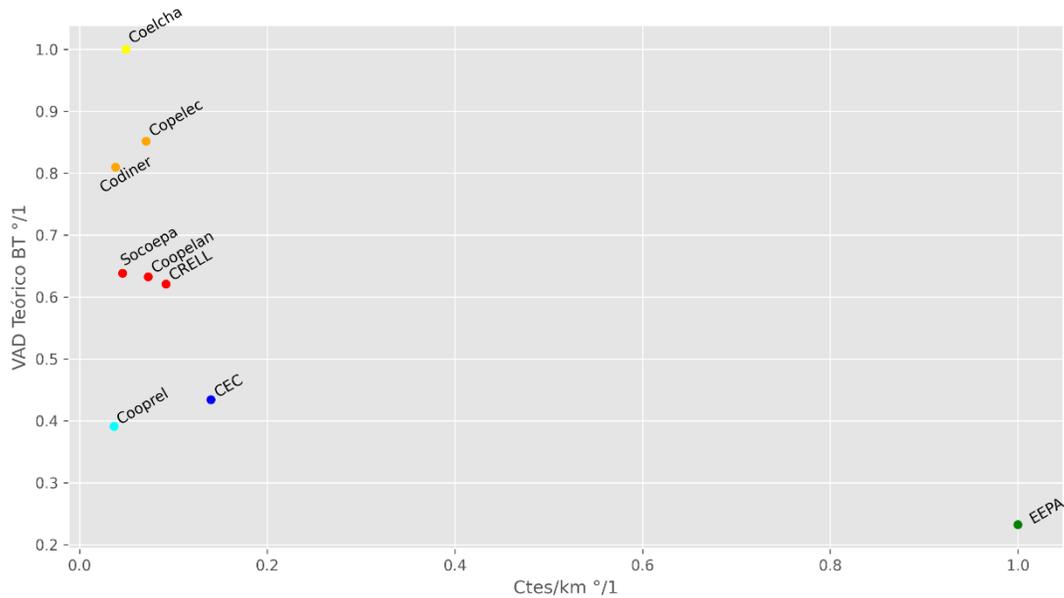
Área Típica	Código Empresa	Empresa
1	10	Enel
2	18	CGE
	25	Edelmag
3	6	Chilquinta
	9	Litoral
	12	EEC
4	23	Saesa
	28	Edecsa
5	22	Frontel
	31	Luz Linares
	32	Luz Parral
6	39	Luz Osorno
	24	Edelaysén

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