

REF: Fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuatrienio noviembre 2020 - noviembre 2024.

SANTIAGO, 23 de diciembre de 2019

RESOLUCION EXENTA Nº 8 0 5

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en los artículos 7º y 9º letra h) del D.L. Nº 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 Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones posteriores, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", en particular lo dispuesto en su artículo 183º;
- c) La ley 21.194, que rebaja de rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica;
- d) Lo dispuesto en la ley 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 Nº 18.658, de fecha 23 de agosto del presente año; y,
- f) La Resolución Nº 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 2020 - noviembre 2024;
- 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° de la misma, se calcularán por Áreas Típicas de Distribución, las que deberán ser fijadas por la Comisión;
- c) Que la ley 21.194 sustituye el artículo 183° de la Ley, incorporando un período de consulta pública respecto de la fijación de Áreas Típicas de Distribución;
- d) Que el artículo quinto transitorio de la ley 21.194 dispone que, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, la Comisión deberá definir, al menos, cuatro áreas típicas para las cooperativas de distribución eléctrica, en las cuales se considerarán como empresas de referencia a cooperativas que presten el servicio público de distribución para el estudio de costos de la respectiva área típica;
- e) Que, de acuerdo a lo dispuesto por la ley 19.880, en particular, sus artículos 7° y 9°, los procedimientos administrativos deben estar sometidos al criterio de celeridad, esto es, se impulsarán de oficio en todos sus trámites, así como también al principio de economía procedimental, debiendo la Administración responder a la máxima economía de medios con eficacia, evitando trámites dilatorios; y,
- f) Que en aplicación del principio de celeridad y de economía procedimental antes referidos, teniendo en cuenta además los plazos establecidos en la ley 21.194, y en virtud de lo expuesto en los considerandos precedentes, mediante el presente acto, esta Comisión viene en realizar la fijación de las Áreas Típicas de Distribución, y las comunica con el objeto de someterla a un proceso de consulta pública.

RESUELVO:

Artículo primero: Fíjanse las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, 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, y 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 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.



DIEGO PERALES ROEHRS
Secretario Ejecutivo (S)
Comisión Nacional de Energía


PMM/MOC/SBV/FFG/LZG/mhs
DISTRIBUCIÓN:

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



METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

PROCESO FIJACIÓN TARIFARIA DEL VALOR AGREGADO DE
DISTRIBUCIÓN, CUADRIENIO NOVIEMBRE 2020 - NOVIEMBRE 2024, Y
FIJACIÓN DE PRECIOS DE LOS SERVICIOS ASOCIADOS AL
SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Diciembre 2019

ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción.....	2
2.	Criterios Generales	3
3.	Metodología	4
3.1.	General	4
3.2.	Metodología Detallada	5
a)	Valores agregados de distribución reales de cada empresa	5
b)	Determinación de los costos teóricos de las empresas.	6
c)	Determinación del valor agregado teórico de cada empresa distribuidora.....	7
d)	Segmentación de Empresas Distribuidoras en ATD	7
3.3.	Información base	7
3.4.	Determinación de la función de Costos de la Industria	8
3.5.	Identificación de los Valores Agregados de Distribución de la Industria	12
3.6.	Determinación de la cantidad de áreas típicas y su empresa representativa.....	12
4.	Aplicación de la Metodología	14
4.1.	Datos y cálculos iniciales	14
4.2.	Cálculo de Regresiones de costos teóricos de alta tensión.....	18
4.3.	Cálculo de Regresiones de costos teóricos de baja tensión.....	19
4.4.	Cálculo de Regresiones de Pérdidas.....	20
4.5.	Cálculo de Valores Agregados de Distribución Teóricos y Densidad de Clientes por Kilómetro de Red	22
4.6.	Normalización de Variables.....	23
5.	Estructuración de Áreas Típicas	25
5.1.	Áreas Típicas de Grupo 1.a.	25
5.2.	Áreas Típicas de Grupo 1.b.....	26
6.	Empresas de referencia seleccionadas.....	27

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”.

Consecuente con lo anterior, y a fin no sólo de dar cumplimiento a lo dispuesto en tal sentido sino de facilitar la mejor realización de los estudios, así como contribuir a la mayor claridad y transparencia del proceso tarifario, la Comisión ha elaborado el presente Informe Técnico, en el cual incluye las ATD 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 queden agrupadas las empresas o sectores de ellas, cuyos valores agregados por la actividad de distribución sean parecidos entre sí¹.

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 Valor Agregado de Distribución (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 áreas típicas, deberá basarse en los costos de distribución, considerando para ello los siguientes:

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

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

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

3. Metodología

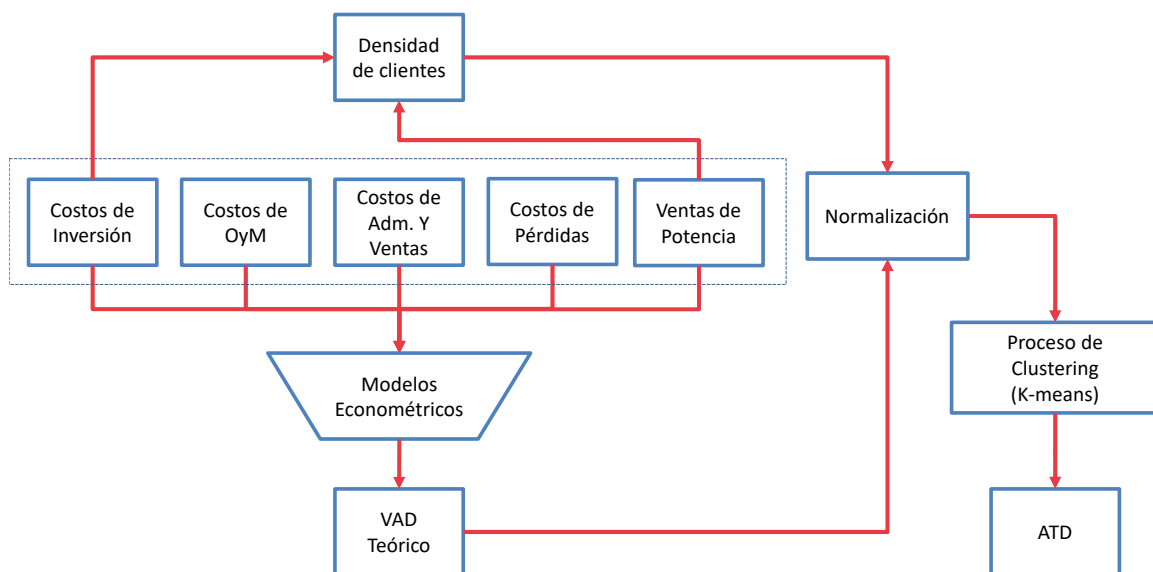
3.1. GENERAL

En este capítulo se realiza una definición general de la metodología planteada para la definición de las ATD. Las actividades para realizar lo anterior son las que se detallan a continuación:

- A. Determinación de los costos reales de la empresa distribuidora (inversión, operación y mantenimiento, administración y ventas y, por último, pérdidas de energía y potencia) y también sus ventas de potencia, elementos que componen el valor agregado de distribución de las empresas distribuidoras de la industria.
- B. Aplicación de modelos econométricos, que a partir de los costos reales de las empresas distribuidoras de la industria, permitan obtener los costos teóricos para poder calcular los valores agregados teóricos de la industria.
- C. Determinación del valor agregado teórico 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:

Figura 1: Metodología determinación áreas típicas



3.2.METODOLOGÍA DETALLADA

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

a) Valores agregados de distribución reales de cada empresa.

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

$$VAD^{Real} = \frac{CPEyP + CI + COyMA}{kW_{AT} + kW_{BT}} \quad (Ec.1)$$

Donde:

VAD^{Real}	:	Valor agregado de distribución real de cada empresa.
$CPEyP$:	Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales del sistema de distribución.
CI	:	Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución, para cuyo cálculo se utiliza una vida útil promedio de los equipos de 30 años y una tasa de descuento igual a 10% real anual.
$COyMA$:	Costos de operación, mantenimiento y administración anuales utilizados para el sistema 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.

De este modo, la ecuación 1 se puede escribir de la siguiente forma:

$$VAD^{Real} = \frac{[a \cdot VNR^{Real} + CExp^{Real} + CPEyP^{Real}]}{kW_{AT} + kW_{BT}} \quad (Ec.2)$$

con:

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-30}}$$

Done:

VAD^{Real}	:	Valor agregado de distribución real de cada empresa.
VNR^{Real}	:	Valor nuevo de reemplazo real del sistema de distribución.
$CExp^{Real}$:	Costo de explotación anual real del sistema de distribución.
$CPEyP^{Real}$:	Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales reales del sistema 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.
a	:	Factor de anualidad, considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de descuento (r) igual al 10% real anual.

b) Determinación de los costos teóricos de las empresas.

Para realizar una comparación válida y en los mismos términos de los VAD de las empresas que componen la industria, la ecuación 1 debe ser ajustada distinguiendo los ítems de costos principales de la industria.

Para esto, se han separado los costos de distribución representados por las componentes CI y $COyMA$ de la ecuación 1, en sus componentes de distribución primaria y secundaria, tal como se muestra en la siguiente expresión donde los subíndices AT y BT representan la anualidad de inversión y costos de operación y mantenimiento de alta y baja tensión respectivamente:

$$VAD^{Real} \cdot (kW_{AT} + kW_{BT}) = \left[\begin{array}{l} CPEyP^{Real} + \\ a \cdot VNR_{Asignado\ AT}^{Real} + CExp_{Asignado\ AT}^{Real} + \\ a \cdot VNR_{Asignado\ BT}^{Real} + CExp_{Asignado\ BT}^{Real} \end{array} \right] \quad (Ec.3)$$

donde:

VAD^{Real}	:	Valor agregado de distribución real de cada empresa.
kW_{AT}	:	Potencia vendida en el nivel de alta tensión de distribución.
kW_{BT}	:	Potencia vendida en el nivel de baja tensión de distribución.
$CPEyP^{Real}$:	Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales reales del sistema de distribución.
$CExp_{Asignado\ AT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa, asignados al sistema de distribución primaria.
$VNR_{Asignado\ AT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
$CExp_{Asignado\ BT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$VNR_{Asignado\ BT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
a	:	Factor de anualidad, considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de descuento (r) igual al 10%.

Luego, se han definido modelos econométricos para las expresiones asociadas a distribución AT, BT y pérdidas, señaladas en la ecuación 3, determinando valores teóricos para cada una de estas y para cada empresa distribuidora, con los cuales se han determinado los respectivos valores agregados de distribución teóricos por empresa.

c) Determinación del valor agregado teórico de cada empresa distribuidora.

Aplicando los resultados de los modelos econométricos señalados anteriormente, la ecuación 3 se transforma en:

$$VAD^{Teórico} = \left[\frac{CPEyP^{Teórico} + a \cdot VNR_{Asignado AT}^{Teórico} + CExp_{Asignado AT}^{Teórico}}{a \cdot VNR_{Asignado BT}^{Teórico} + CExp_{Asignado BT}^{Teórico}} \right] \cdot \left(\frac{1}{kW_{AT} + kW_{BT}} \right) \quad (Ec.4)$$

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.
$a \cdot VNR_{Asignado AT}^{Teórico} + CExp_{Asignado AT}^{Teórico}$:	Corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo y los costos de explotación teóricos, asignados al sistema de distribución primaria.
$a \cdot VNR_{Asignado BT}^{Teórico} + CExp_{Asignado BT}^{Teórico}$:	Corresponde a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo y los costos de explotación teóricos, asignados al sistema de distribución secundaria.
kW_{AT}	:	Potencia vendida en el nivel de alta tensión de distribución.
kW_{BT}	:	Potencia vendida en el nivel de baja tensión de distribución.

d) Segmentación de Empresas Distribuidoras en ATD

Finalmente, una vez obtenidos los valores agregados de distribución teóricos de todas las empresas distribuidoras, se procederá a segmentar éstas en función de la densidad de clientes por kilómetro de red de modo de agrupar éstas en áreas típicas con valor agregados de distribución similares, tal como establece la legislación.

3.3. INFORMACIÓN BASE

Los datos base a utilizar por esta Comisión para la clasificación de áreas típicas, son los siguientes²:

- A. Valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2018, expresados en moneda de dicha fecha. Esta información corresponde a la cifra presentada por

² Los antecedentes señalados fueron informados por la Superintendencia a través de Oficio Ordinario N°18.658 de fecha 23 de agosto de 2019.

- las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia.
- B. Costos de explotación anuales informados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia para el año 2018, expresados en moneda del 31 de diciembre de dicho año.
 - C. Longitudes de redes AT y BT al 31 de diciembre del 2018, informadas por la Superintendencia.
 - D. Potencias vendidas en AT y BT coincidentes con la máxima de distribución del año 2018, calculadas por esta Comisión a partir de los Ingresos de Explotación 2018 presentados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia, aplicando los factores de coincidencia y números de horas de uso del decreto tarifario N° 11T³.
 - E. Costo de pérdidas de energía y potencia del año 2018, determinadas a partir de las unidades tanto físicas como económicas de la hoja de “COMPRAS_SD” de los costos de explotación del año 2018, y la información de ventas de energía contenida en los Ingresos de Explotación del mismo año, ambos presentados por las empresas distribuidoras a la Superintendencia.

3.4.DETERMINACIÓN DE LA FUNCIÓN DE COSTOS 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 globales de VNR por empresa se prorratan de acuerdo al peso que tienen las cuentas de distribución primaria y la suma de las cuentas de distribución secundaria con subestaciones de poder.

Equivalentemente, los valores globales de CExp 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.

³ 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.

Por otra parte, los costos asociados a pérdidas se han considerado en una cuenta a parte. De esta forma, los costos para cada empresa distribuidora, se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$VNR_{AsignadoBT}^{Real} = VNR_{Total}^{Real} \cdot \frac{VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}}{VNR_{AT}^{Real} + VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}}$	(Ec.5)
$VNR_{AsignadoAT}^{Real} = VNR_{Total}^{Real} \cdot \frac{VNR_{AT}^{Real}}{VNR_{AT}^{Real} + VNR_{BT}^{Real} + VNR_{SD}^{Real}}$	(Ec.6)
$CExp_{AsignadoAT}^{Real} = CExp_{AT}^{Real} + (CAdm^{Real} + C_{SSAA}^{Real}) \cdot \left(\frac{NC_{AT}}{NC_{AT} + NC_{BT}} \right)$	(Ec.7)
$CExp_{AsignadoBT}^{Real} = CExp_{BT}^{Real} + (CAdm^{Real} + C_{SSAA}^{Real}) \cdot \left(\frac{NC_{BT}}{NC_{AT} + NC_{BT}} \right)$	(Ec.8)

Donde:

VNR_{Total}^{Real}	:	Corresponde al valor nuevo de reemplazo real total.
$VNR_{AsignadoBT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$VNR_{AsignadoAT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
VNR_{BT}^{Real}	:	Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a líneas de distribución secundaria.
VNR_{SD}^{Real}	:	Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a subestaciones de distribución secundaria.
VNR_{AT}^{Real}	:	Corresponde al valor nuevo de reemplazo real exclusivamente de las instalaciones asociadas a líneas de distribución primaria.
$CExp_{AsignadoAT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria
$CExp_{AsignadoBT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción de los costos de explotación reales de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$CAdm^{Real}$:	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 2018.
NC_{BT}	:	Corresponde al número de clientes suministrados desde la distribución secundaria a diciembre de 2018.

Cabe destacar que en la información base del valor nuevo de reemplazo se deben descontar los costos ajenos a distribución y, en la de costos de explotación, se descuentan los costos de compra de energía y potencia y otros costos ajenos a distribución.

Con estos costos de inversión y explotación obtenidos para distribución primaria y secundaria, se determina la anualidad de ellos (aVNR+COyM), considerando para las

instalaciones una vida útil promedio de 30 años y una tasa de descuento anual del 10% (ver Ecuación 2).

La variable explicativa a utilizar para representar al universo de empresas distribuidoras, será diferente tratándose de costos asociados a cada uno de los 3 sumandos del VAD señalado en la ecuación 3.

Para la componente asociada a las pérdidas medias de energía y potencia, se utilizará el producto de los kilómetros de redes y el cuadrado de la potencia vendida.

Para los costos estándares de inversión, mantención y operación tanto para la distribución primaria como secundaria, se utilizará el producto de las longitudes de redes y la potencia vendida a nivel de distribución primaria para el caso AT, y a nivel de distribución secundaria para el caso BT.

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:

i. Distribución Primaria (AT):

Regresión:

$$\ln \left[\frac{a \cdot VNR_{AsignadoAT}^{Real} + CExp_{AsignadoAT}^{Real}}{km_{AT} \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})} \right] = A \cdot \ln[km_{AT} \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})] + B \quad (Ec.9)$$

Donde:

$\ln(x)$:	Logaritmo natural de “x”.
a	:	Factor de anualidad, considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de descuento (r) igual al 10% real anual.
$VNR_{AsignadoAT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución primaria.
$CExp_{AsignadoAT}^{Real}$:	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 2018 en 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.
A y B	:	Constantes resultantes de la aplicación de la regresión.

En la ecuación 9, la regresión utilizando los valores reales de las variables de todas las empresas entregará la mejor estimación de las constantes A y B (método de mínimos cuadrados). Luego con las constantes A y B conocidas, se podrá determinar el costo total teórico correspondiente a AT para cada empresa distribuidora como:

$$(a \cdot VNR + CExp)_{AsignadoAT}^{Teórico} = [km_{AT} \cdot (kW_{AT} + kW_{BT})]^{(A+1)} \cdot e^B \quad (Ec.10)$$

ii. Distribución Secundaria (BT):

Regresión:

$$\ln \left[\frac{a \cdot VNR_{AsignadoBT}^{Real} + CExp_{AsignadoBT}^{Real}}{km_{BT} \cdot kW_{BT}} \right] = C \cdot \ln[km_{BT} \cdot kW_{BT}] + D \quad (Ec.11)$$

Donde:

$\ln(x)$:	Logaritmo natural de “x”.
a	:	Factor de anualidad, considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de descuento (r) igual al 10% real anual.
$VNR_{AsignadoBT}^{Real}$:	Corresponde a la proporción del valor nuevo de reemplazo real total de la empresa que se asigna al sistema de distribución secundaria.
$CExp_{AsignadoAT}^{Real}$:	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 2018 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.

En la ecuación 11, la regresión utilizando los valores reales de las variables de todas las empresas entregará la mejor estimación de las constantes C y D (método de mínimos cuadrados). Luego con las constantes C y D conocidas, se podrá determinar el costo total teórico correspondiente a BT para cada empresa como:

$$(a \cdot VNR + COyM)_{BT}^{Teórico} = [km_{BT} \cdot kW_{BT}]^{(C+1)} \cdot e^D \quad (Ec.12)$$

iii. Costos de pérdidas de energía y potencia:

Regresión:

$$\ln \left[\frac{CPEyP^{Real}}{km \cdot kW^2} \right] = G \cdot \ln[km \cdot kW^2] + H \quad (Ec.13)$$

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 2018 (km).
kW	:	Potencia vendida en el nivel de alta tensión de distribución.
G y H	:	Constantes resultantes de la aplicación de la regresión.

En la ecuación 13, la regresión utilizando los valores reales de las variables de todas las empresas entregará la mejor estimación de las constantes G y H (método de mínimos cuadrados). 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:

$CPeyP^{Teórico} = [km \cdot kW^2]^{(G+1)} \cdot e^H$	(Ec.14)
---	---------

3.5. IDENTIFICACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA INDUSTRIA

Aplicando la metodología descrita anteriormente, se calcularán los diferentes costos que componen el Valor Agregado de Distribución para cada empresa distribuidora proyectado sobre la curva de la industria y, con ellos, determinar las componentes teóricas del VAD de acuerdo con lo señalado en el artículo 182° de la Ley.

Al respecto, el VAD teórico de cada una de las empresas se determinará conforme a lo indicado en la ecuación 3.

3.6. DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE ÁREAS TÍPICAS Y SU EMPRESA REPRESENTATIVA

Un aspecto de gran importancia dentro del proceso de definición de ATD, es 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 en 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 empresariales⁴ 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 donde dicha distancia se mide de acuerdo a la expresión siguiente:

⁴ Consideración teniendo a la vista la definición de grupo empresarial que define la Comisión para el Mercado Financiero.

$d = \sqrt{VADt_{\circ/1}^2 + DCK_{\circ/1}^2}$	(Ec. 15)
---	----------

donde:

d	:	Distancia euclidiana
$VADt_{\circ/1}$:	Valor agregado de distribución teórico normalizado de cada empresa.
$DCK_{\circ/1}$:	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.

4. Aplicación de la Metodología

4.1. DATOS Y CÁLCULOS INICIALES

En la presente tabla 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 tarifaria⁵.

Tabla 1: longitudes de redes y las potencias de ventas coincidentes

ID_Dx	Nombre empresa	Km Total	kW AT + BT	kW BT	kW AT	kW red AT
6	Chilquinta	8.757	443.382	234.654	208.727	456.804
8	Emelca	170	2.535	2.125	410	2.677
9	Litoral	977	28.608	23.800	4.808	29.714
10	Enel	16.781	2.453.199	1.364.894	1.088.305	2.536.458
12	EEC	351	16.387	13.241	3.146	17.003
13	Til Til	133	3.336	2.185	1.152	3.482
14	EEPA	553	57.221	33.395	23.826	59.622
15	Luz Andes	26	4.606	2.547	2.058	4.789
18	CGED	61.317	1.687.512	1.080.409	607.103	1.765.193
20	Coopersol	59	464	333	131	486
21	Coopelan	3.186	18.203	12.055	6.148	19.032
22	Frontel	30.356	148.044	96.104	51.940	154.656
23	Saesa	21.552	402.136	195.167	206.970	413.300
24	Edelaysén	2.433	19.669	14.352	5.316	20.628
25	Edelmag	992	36.486	26.507	9.978	38.002
26	Codiner	3.042	14.067	6.873	7.194	14.540
28	Edecsa	590	18.335	5.985	12.350	18.613
29	CEC	761	36.125	7.439	28.685	36.660
31	LuzLinares	2.806	18.066	8.490	9.575	18.650
32	LuzParral	3.410	20.134	7.133	13.002	20.625
33	Copelec	8.582	30.104	19.819	10.285	31.428
34	Coelcha	2.809	7.412	4.495	2.917	7.712
35	Socoepa	1.500	6.312	3.977	2.335	6.578
36	Cooprel	1.385	7.323	4.769	2.553	7.641
39	Luz Osorno	3.875	23.023	7.328	15.695	23.527
40	CRELL	2.070	12.285	9.894	2.390	12.946

El siguiente cuadro entrega en para cada empresa el valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2018 en MM\$, expresado en moneda del 31 de diciembre de dicho año. Esta información corresponde a la cifra informada por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia. La cifra global ha sido prorrateada entre AT y BT, de acuerdo al criterio estipulado en el punto 3.4⁶.

⁵ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

⁶ Las empresas Coopersol y Sasipa no informaron antecedentes de VNR razón por la cual se utilizó el VNR fijado por la Superintendencia para 2017 más las adiciones y retiros presentadas para 2018. En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

Tabla 2: Valor Nuevo de Reemplazo

ID_Dx	Nombre empresa	VNR AT [MMs]	VNR BT [MMs]	VNR [MMs]
6	Chilquinta	171.867	259.667	431.534
8	Emelca	3.298	3.865	7.163
9	Litoral	14.150	23.060	37.210
10	Enel	427.224	761.091	1.188.316
12	EEC	3.701	10.490	14.191
13	Til Til	3.335	5.558	8.893
14	EEPA	6.790	22.434	29.224
15	Luz Andes	840	4.385	5.225
18	CGED	689.579	738.786	1.428.365
20	Coopersol	2.040	335	2.374
21	Coopelan	23.304	19.170	42.474
22	Frontel	193.740	146.932	340.672
23	Saesa	193.300	172.861	366.160
24	Edelaysén	28.184	16.829	45.013
25	Edelmag	13.686	22.325	36.011
26	Codiner	21.884	5.734	27.618
28	Edecsa	9.511	6.145	15.656
29	CEC	9.326	4.530	13.856
31	LuzLinares	24.463	15.516	39.979
32	LuzParral	27.609	16.084	43.694
33	Copelec	45.548	41.661	87.208
34	Coelcha	13.619	13.310	26.928
35	Socoepa	10.995	5.189	16.184
36	Cooprel	10.535	4.178	14.713
39	Luz Osorno	36.262	13.685	49.947
40	CRELL	22.645	18.856	41.501
44	SASIPA	590	1.421	2.011

El siguiente cuadro entrega para cada empresa los costos de explotación anuales en M\$, informados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la Superintendencia para el año 2018, expresados en moneda del 31 de diciembre del mismo año. Esta cifra es informada a la Comisión por la Superintendencia. La cifra global ha sido prorrateada entre AT y BT, de acuerdo al criterio estipulado en el punto 3.4⁷.

Tabla 3: Costos de Explotación

ID_Dx	Nombre empresa	AT	BT	TOTAL
6	Chilquinta	3.821.733	33.235.043	37.056.775
8	Emelca	0	301.057	301.057
9	Litoral	759.347	2.164.582	2.923.929
10	Enel	11.034.512	78.922.217	89.956.729
12	EEC	103.664	647.085	750.749
13	Til Til	108.004	1.000.347	1.108.350
14	EEPA	315.772	3.580.999	3.896.770
15	Luz Andes	44.629	444.168	488.798
18	CGED	33.323.304	150.266.606	183.589.910
20	Coopersol	28.358	124.555	152.913
21	Coopelan	881.517	1.894.616	2.776.134
22	Frontel	8.336.291	17.142.658	25.478.949

⁷ La empresa Coopersol entregó antecedentes simplificados de Costos de Explotación. Por su parte, la empresa Sasipa no entregó dichos antecedentes.

ID_Dx	Nombre empresa	AT	BT	TOTAL
23	Saesa	7.572.174	23.005.843	30.578.017
24	Edelaysén	1.231.480	2.867.543	4.099.024
25	Edelmag	610.266	3.223.992	3.834.257
26	Codiner	163.460	1.300.663	1.464.123
28	Edecsa	269.229	675.665	944.893
29	CEC	416.165	1.084.373	1.500.538
31	LuzLinares	674.309	2.330.065	3.004.373
32	LuzParral	701.531	1.989.534	2.691.065
33	Copelec	951.971	6.253.636	7.205.607
34	Coelcha	674.171	1.586.925	2.261.096
35	Socoepa	691.722	1.002.650	1.694.372
36	Cooprel	261.330	845.009	1.106.339
39	Luz Osorno	516.401	931.466	1.447.867
40	CRELL	500.590	2.168.430	2.669.020
44	Sasipa	0	0	3.198.853

Finalmente, los datos necesarios para el cálculo de los costos de pérdidas de energía y potencia son los que detallan en la siguiente tabla⁸:

Tabla 4: Costos de Pérdidas

Id_Dx	Nombre empresa	Compra [GWh]	Compra EyP [MMs]	Monómico [\$/kWh]	Venta [GWh]	Pérdida [GWh]	Pérdida [%]	Costo Pérdidas [MMs]
6	Chilquinta	2.921	205.455	70,35	2.614	307	10,5%	21.589
8	Emelca	18	1.395	76,13	16	2	11,1%	155
9	Litoral	116	8.432	72,84	100	16	13,6%	1.146
10	Enel	14.198	822.943	57,96	13.137	1.061	7,5%	61.494
12	EEC	102	6.335	62,29	93	8	8,2%	517
13	Til Til	20	1.304	64,10	26	-6	-29,7%	-387
14	EEPA	302	16.856	55,80	302	0	-0,1%	-12
15	Luz Andes	10	764	77,06	9	1	6,9%	52
18	CGED	16.256	1.199.059	73,76	14.606	1.650	10,2%	121.722
20	Coopersol	2	117	65,49	2	0	11,7%	14
21	Coopelan	111	6.483	58,32	93	18	16,1%	1.044
22	Frontel	1.150	67.347	58,55	981	169	14,7%	9.920
23	Saesa	2.475	149.475	60,40	2.286	189	7,6%	11.434
24	Edelaysén	166	13.302	79,91	148	18	11,1%	1.473
25	Edelmag	329	22.685	69,02	293	36	11,0%	2.487
26	Codiner	94	5.743	60,88	91	4	3,8%	220
28	Edecsa	94	6.368	67,71	88	6	6,1%	388
29	CEC	135	7.481	55,55	121	14	10,0%	751
31	LuzLinares	161	10.218	63,62	136	25	15,5%	1.586
32	LuzParral	110	6.946	63,05	97	14	12,3%	855
33	Copelec	207	12.064	58,33	167	39	19,0%	2.298
34	Coelcha	45	2.911	64,48	36	9	19,8%	578
35	Socoepa	41	2.357	56,84	35	6	15,4%	363
36	Cooprel	48	2.800	58,90	40	8	16,4%	459
39	Luz Osorno	161	9.750	60,64	148	12	7,7%	748

^{5 y 8} En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

Id_Dx	Nombre empresa	Compra [GWh]	Compra EyP [MMs]	Monómico [\$/kWh]	Venta [GWh]	Pérdida [GWh]	Pérdida [%]	Costo Pérdidas [MMs]
40	CRELL	104	7.018	67,38	85	20	18,7%	1.314

Los antecedentes informados en los procesos de Costo e Ingresos de explotación determinan el nivel de pérdidas señalado en la columna “Pérdida (%)”. Dicho valor presenta inconsistencias significativas y poco representativas de la realidad. Por ello, se ha considerado como representativo el nivel de pérdidas observada al comparar las compras asociadas a suministros sometidos a regulación de precios con sus respectivas ventas. A partir de lo anterior, se determinaron los siguientes niveles de pérdidas⁹:

Tabla 5: Costos de Pérdidas

Id_Dx	Nombre empresa	Pérdida [GWh]	Costo Pérdidas [MMs]
6	Chilquinta	307	21.589
8	Emelca	2	155
9	Litoral	16	1.146
10	Enel	969	56.150
12	EEC	8	517
13	Til Til	-6	-387
14	EEPA	16	908
15	Luz Andes	1	52
18	CGED	1.439	106.150
20	Coopersol	0	14
21	Coopelan	18	1.023
22	Frontel	165	9.680
23	Saesa	156	9.413
24	Edelaysén	18	1.473
25	Edelmag	46	3.152
26	Codiner	4	220
28	Edecsa	6	388
29	CEC	11	624
31	LuzLinares	25	1.586
32	LuzParral	14	855
33	Copelec	39	2.290
34	Coelcha	9	578
35	Socoepa	6	362
36	Cooprel	8	458
39	Luz Osorno	20	1.202
40	CRELL	20	1.314

⁹ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

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 y los costos de operación y mantenimiento. Para el cálculo de la anualidad se considera una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10% real anual¹⁰.

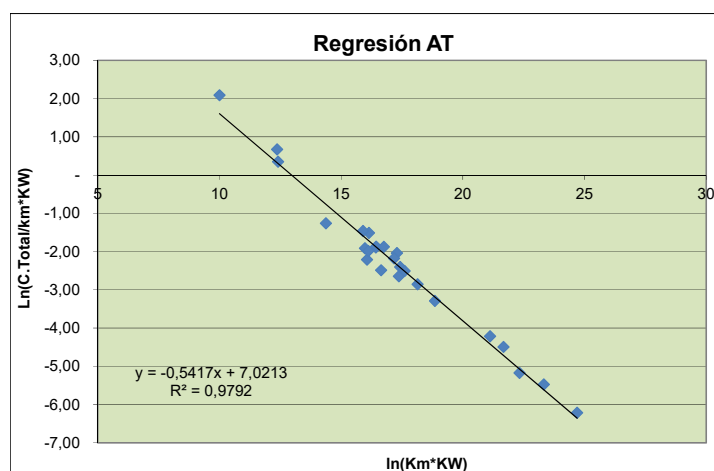
Tabla 6: Costos total anual alta tensión

ID_Dx	Nombre empresa	COMA AT [M\$]	aVNR_AT [M\$]	Costo total anual [M\$]
6	Chilquinta	3.821.733	18.231.520	22.053.252
8	Emelca	0	349.838	349.838
9	Litoral	759.347	1.501.010	2.260.357
10	Enel	11.079.141	45.408.719	56.487.860
12	EEC	103.664	392.616	496.280
13	Til Til	108.004	353.785	461.789
14	EEPA	315.772	720.313	1.036.084
18	CGED	33.323.304	73.150.012	106.473.316
20	Coopersol	28.358	216.352	244.710
21	Coopelan	881.517	2.472.096	3.353.613
22	Frontel	8.336.291	20.551.768	28.888.059
23	Saesa	7.572.174	20.505.076	28.077.250
24	Edelaysén	1.231.480	2.989.778	4.221.258
25	Edelmag	610.266	1.451.758	2.062.024
26	Codiner	163.460	2.321.445	2.484.905
28	Edecsa	269.229	1.008.904	1.278.132
29	CEC	416.165	989.345	1.405.510
31	LuzLinares	674.309	2.595.066	3.269.375
32	LuzParral	701.531	2.928.774	3.630.304
33	Copelec	951.971	4.831.650	5.783.622
34	Coelcha	674.171	1.444.667	2.118.837
35	Socoepa	691.722	1.166.336	1.858.058
36	Cooprel	261.330	1.117.551	1.378.881
39	Luz Osorno	516.401	3.846.673	4.363.074
40	CRELL	500.590	2.402.159	2.902.749

De acuerdo a la metodología planteada en 3.4.i, 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

¹⁰ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.



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 y los costos de operación y mantenimiento. Para el cálculo de la anualidad se considera una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10% real anual¹¹.

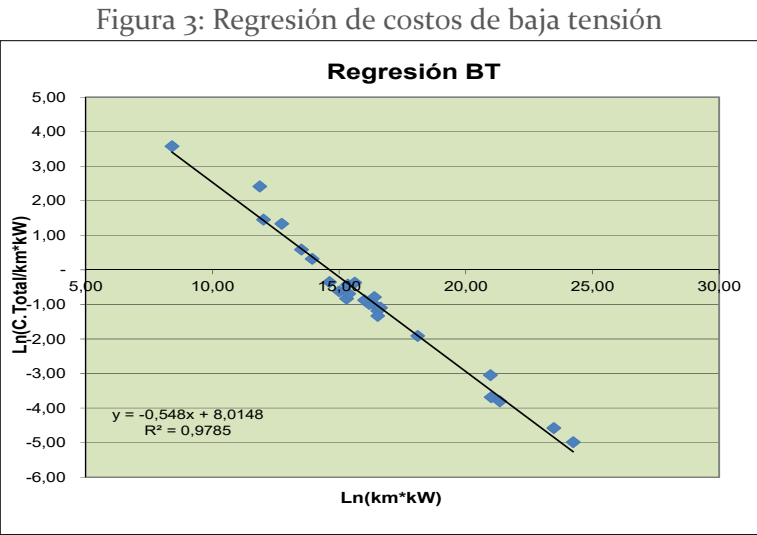
Tabla 7: Costos total anual baja tensión

ID_Dx	Nombre empresa	COMA BT [Ms]	aVNR BT [Ms]
6	Chilquinta	33.235.043	27.545.231
8	Emelca	301.057	410.017
9	Litoral	2.164.582	2.446.162
10	Enel	79.366.385	81.201.150
12	EEC	647.085	1.112.742
13	Til Til	1.000.347	589.564
14	EEPA	3.580.999	2.379.766
18	CGED	150.266.606	78.369.822
20	Coopersol	124.555	35.503
21	Coopelan	1.894.616	2.033.521
22	Frontel	17.142.658	15.586.481
23	Saesa	23.005.843	18.336.929
24	Edelaysén	2.867.543	1.785.201
25	Edelmag	3.223.992	2.368.255
26	Codiner	1.300.663	608.222
28	Edecsa	675.665	651.860
29	CEC	1.084.373	480.535
31	LuzLinares	2.330.065	1.645.896
32	LuzParral	1.989.534	1.706.209
33	Copelec	6.253.636	4.419.330
34	Coelcha	1.586.925	1.411.867
35	Socoepa	1.002.650	550.462
36	Cooprel	845.009	443.222

¹¹ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

ID_Dx	Nombre empresa	COMA BT [Ms]	aVNR_BT [Ms]
39	Luz Osorno	931.466	1.451.646
40	CRELL	2.168.430	2.000.273

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



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 eléctricas¹².

Tabla 8: Costos teóricos de pérdidas

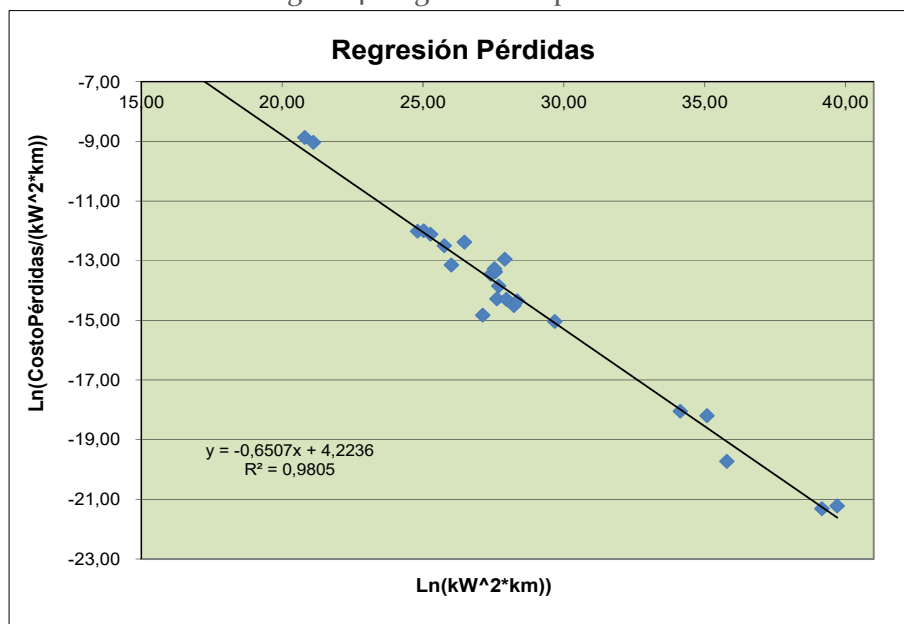
ID_Dx	Nombre empresa	Costo Pérdidas [Ms]	km	kW AT+ kWBT
6	Chilquinta	21.589.424	8.757	443.382
8	Emelca	154.514	170	2.535
9	Litoral	1.146.362	977	28.608
10	Enel	56.202.233	16.807	2.457.805
12	EEC	517.051	351	16.387
13	Til Til	176.243	133	3.336
14	EEPA	907.990	553	57.221

¹² En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

ID_Dx	Nombre empresa	Costo Pérdidas [Ms]	km	kW AT+ kWBT
18	CGED	106.150.393	61.317	1.687.512
20	Coopersol	13.654	59	464
21	Coopelan	1.022.910	3.186	18.203
22	Frontel	9.680.368	30.356	148.044
23	Saesa	9.413.492	21.552	402.136
24	Edelaysén	1.472.803	2.433	19.669
25	Edelmag	3.152.468	992	36.486
26	Codiner	219.876	3.042	14.067
28	Edecsa	388.244	590	18.335
29	CEC	624.337	761	36.125
31	LuzLinares	1.586.348	2.806	18.066
32	LuzParral	854.536	3.410	20.134
33	Copelec	2.290.264	8.582	30.104
34	Coelcha	577.543	2.809	7.412
35	Socoepa	362.309	1.500	6.312
36	Cooprel	457.976	1.385	7.323
39	Luz Osorno	1.202.094	3.875	23.023
40	CRELL	1.314.269	2.070	12.285

De acuerdo a la metodología planteada en 3.4.iii, 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 VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN TEÓRICOS Y DENSIDAD DE CLIENTES POR KILÓMETRO DE RED

En la siguiente tabla se resumen los Valores Agregados de Distribución Teóricos, calculados como la suma de los costos teóricos divididos por la potencia de ventas de alta y baja tensión coincidente con la máxima de distribución de acuerdo a lo señalado en la ecuación 1³.

Tabla 9: Valor Anual de Distribución Teórico

ID_Dx	Nombre empresa	kW AT + BT	Costo Pérdidas [Ms]	Costo BT Anual [Ms]	Costo AT Anual [Ms]	Costo Total Teórico [Ms]	VAD Teórico [Ms/kW]
6	Chilquinta	443.382	14.342.496	39.852.053	17.942.329	72.136.878	162,70
8	Emelca	2.535	98.144	685.383	331.170	1.114.697	439,66
9	Litoral	28.608	982.491	5.291.505	1.830.696	8.104.692	283,30
10	Enel	2.457.805	59.589.987	124.054.969	49.188.097	232.833.053	94,73
12	EEC	16.387	465.554	2.654.843	813.318	3.933.716	240,05
13	Til Til	3.336	109.095	639.305	324.762	1.073.162	321,65
14	EEPA	57.221	1.307.347	4.984.773	1.763.553	8.055.674	140,78
18	CGED	1.687.512	72.017.648	175.084.917	92.327.619	339.430.185	201,14
20	Coopersol	464	20.667	132.917	109.621	263.204	567,58
21	Coopelan	18.203	1.082.514	5.276.924	3.295.038	9.654.476	530,39
22	Frontel	148.044	10.289.533	40.235.878	23.035.351	73.560.762	496,88
23	Saesa	402.136	18.349.953	47.094.885	31.110.192	96.555.030	240,11
24	Edelaysén	19.669	1.040.085	4.831.361	3.103.948	8.975.394	456,33
25	Edelmag	36.486	1.170.549	5.557.386	2.087.952	8.815.887	241,63
26	Codiner	14.067	889.720	3.025.962	3.208.586	7.124.268	506,45
28	Edecsa	18.335	603.755	1.349.894	1.694.809	3.648.458	198,99
29	CEC	36.125	1.059.808	2.226.812	2.300.401	5.587.021	154,66
31	LuzLinares	18.066	1.030.161	4.536.653	2.937.008	8.503.821	470,72
32	LuzParral	20.134	1.189.534	4.175.197	3.585.993	8.950.724	444,55
33	Copelec	30.104	2.174.856	10.796.314	6.348.874	19.320.044	641,78
34	Coelcha	7.412	553.041	3.096.479	2.092.272	5.741.792	774,65
35	Socoepa	6.312	397.008	1.635.259	1.632.036	3.664.303	580,51
36	Cooprel	7.323	428.282	947.595	1.811.065	3.186.942	435,22
39	Luz Osorno	23.023	1.365.941	3.146.703	4.574.943	9.087.587	394,72
40	CRELL	12.285	707.519	3.501.375	2.419.731	6.628.624	539,58

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 2018 y la suma de los kilómetros de red de alta y baja tensión informados¹⁴.

Tabla 10: Clientes por kilómetros

ID_Dx	Nombre empresa	Ctes/km
6	Chilquinta	68,1
8	Emelca	35,4
9	Litoral	62,5
10	Enel	112,8

¹³ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

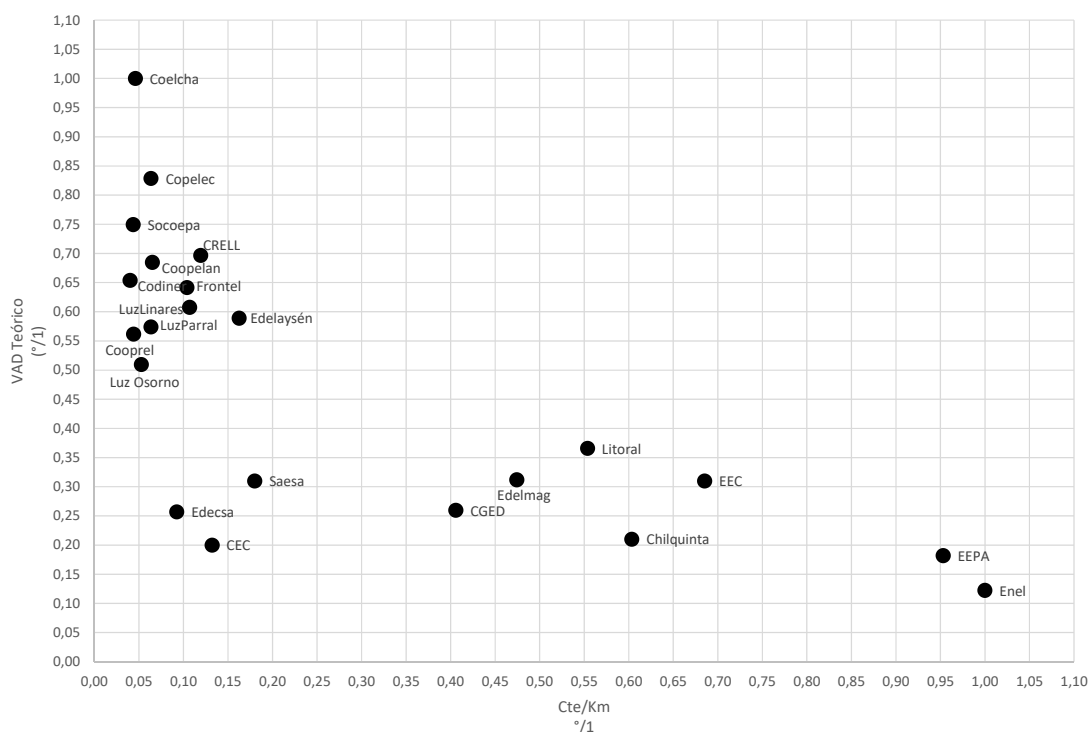
¹⁴ En los datos presentados para Enel, se han considerados tanto los de dicha empresa como los de Luz Andes.

ID_Dx	Nombre empresa	Ctes/km
12	EEC	77,4
13	Til Til	57,7
14	EEPA	107,6
18	CGED	45,8
20	Coopersol	33,2
21	Coopelan	7,4
22	Frontel	11,7
23	Saesa	20,3
24	Edelaysén	18,4
25	Edelmag	53,5
26	Codiner	4,5
28	Edecsa	10,4
29	CEC	14,9
31	LuzLinares	12,1
32	LuzParral	7,2
33	Copelec	7,2
34	Coelcha	5,2
35	Socoepa	4,9
36	Cooprel	5,0
39	Luz Osorno	5,9
40	CRELL	13,5

4.6. NORMALIZACIÓN DE VARIABLES

De acuerdo al procedimiento establecido en el punto 3.6, se ha definido para cada empresa el Valor Agregado de Distribución Teórico 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 ha excluido la empresa Til Til cuyo nivel de pérdidas, conforme a los antecedentes presentados, equivale a -29%. Asimismo, se ha excluido a la empresa Emelca en virtud de que los antecedentes de ventas fueron informados en forma simplificada, fuera del proceso de Ingresos de Explotación. Del mismo modo, se excluyó a la empresa Coopersol debido a que los antecedentes de ventas fueron informados en forma simplificada, fuera del proceso de Ingresos de Explotación, y así mismo, no presentó a la Superintendencia un VNR valorizado. Finalmente. También se ha excluido a la empresa Sasipa dado que la calidad de los antecedentes presentados no permiten incluirla en el ejercicio de regresión descrito en el punto 3.4 del presente informe. Dichas empresas serán incorporadas en forma posterior a la aplicación de los criterios señalados en el punto 3.6.

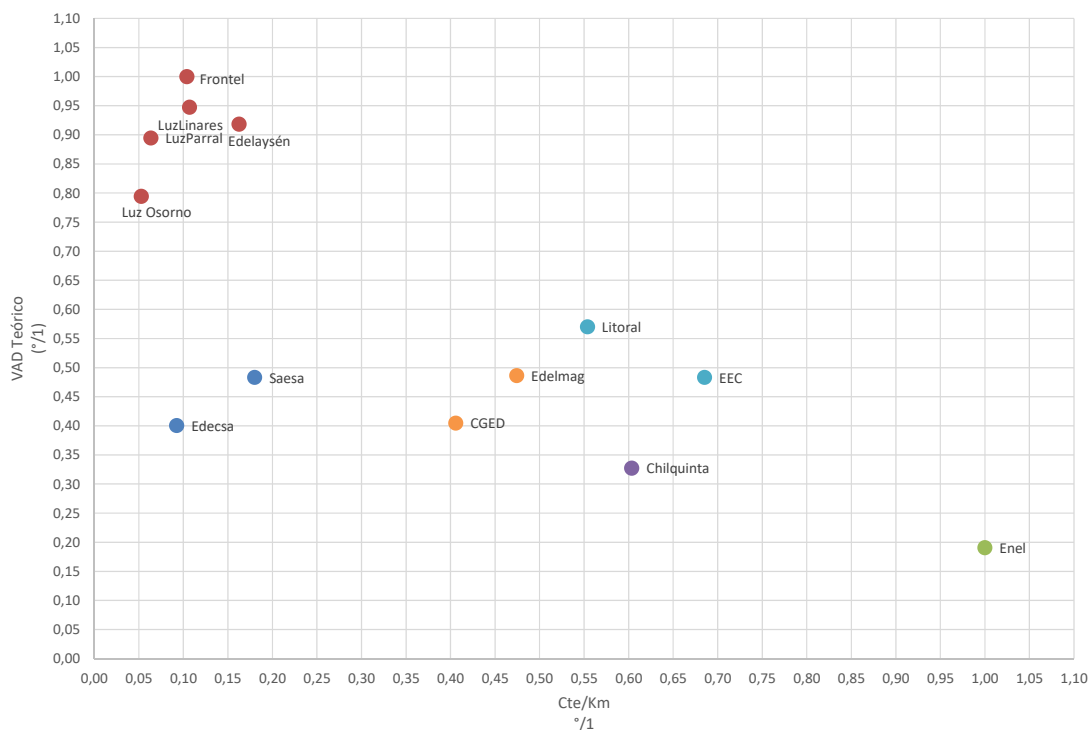
5. Estructuración de Áreas Típicas

De acuerdo al 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 estas áreas, donde se ha aplicado el criterio N°1 descrito en el punto ya señalado.

5.1. ÁREAS TÍPICAS DE GRUPO 1.A.

Conforme el criterio establecido en el punto 3.6 1 a), se procedió a agrupar las empresas correspondientes donde, conforme al criterio de distancia señalado en el punto 3.6 3, se determinó 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 11: Clasificación áreas típicas grupo 1.A.

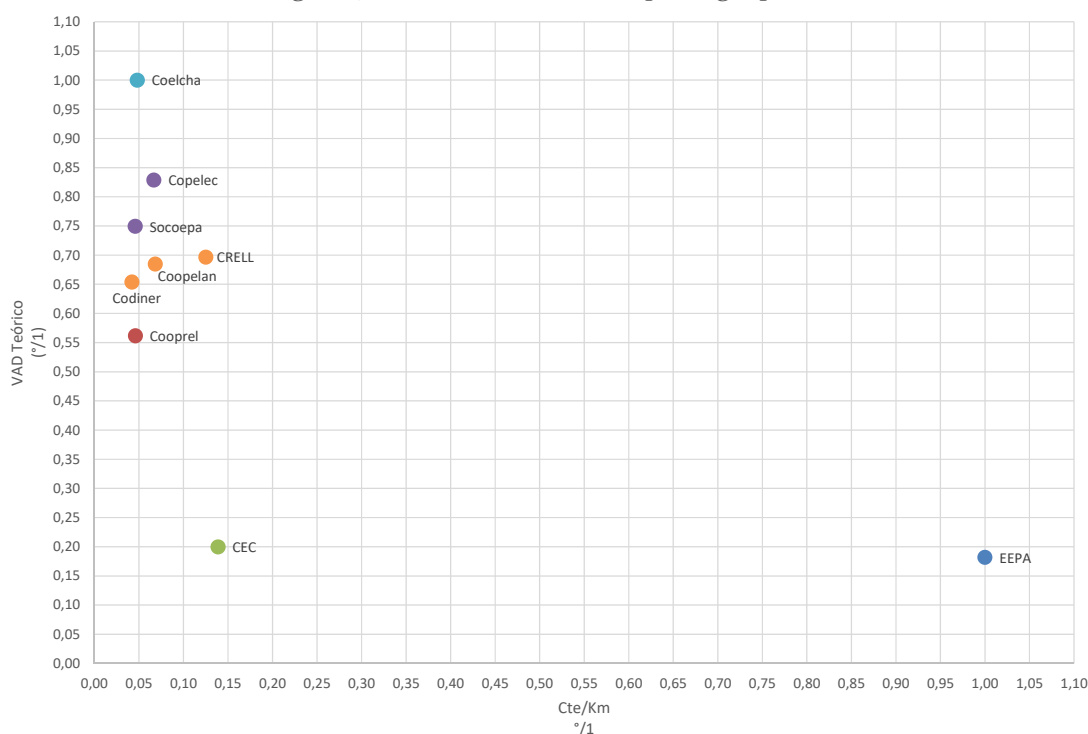
Área Típica	Código empresa	Nombre empresa
1	10	Enel
2	12	EEC
2	9	Litoral
3	6	Chilquinta
4	25	Edelmag
4	18	CGED

Área Típica	Código empresa	Nombre empresa
5	23	Saesa
5	28	Edecsa
6	24	Edelaysén
6	22	Frontel
6	31	LuzLinares
6	32	LuzParral
6	39	Luz Osorno

5.2.ÁREAS TÍPICAS DE GRUPO 1.B.

Conforme el criterio establecido en el punto 3.6 1 b), se procedió a agrupar las empresas correspondientes donde, conforme al criterio de distancia señalado en el punto 3.6 3, se determinó un total de 6 áreas típicas permitiendo incorporar en éstas las empresas Til Til, Emelca, Coopersol y Sasipa que, debido a las razones señaladas precedentemente, se excluyeron del proceso de agrupamiento descrito. La figura siguiente representa el resultado de dicha clasificación:

Figura 7: Clasificación áreas típicas grupo 1.B.



Incorporando las empresas Til Til, Emelca, Coopersol y Sasipa en base a los antecedentes informados por éstas, se obtiene la siguiente clasificación de áreas típicas para las empresas que se indican:

Tabla 12: Clasificación áreas típicas grupo 1.B.

Área Típica	Código empresa	Nombre Fantasia
7	14	EEPA
8	8	Emelca

Área Típica	Código empresa	Nombre Fantasía
8	13	Til Til
8	36	Cooprel
9	29	CEC
10	20	Coopersol
10	33	Copelec
10	35	Socoepa
11	21	Coopelan
11	26	Codiner
11	40	CRELL
11	44	Sasipa
12	34	Coelcha

6. Empresas de referencia seleccionadas

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

Tabla 13: Empresa de referencia

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