

Ref.: Aprueba Nuevo Informe Técnico "Actualización de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución" Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos.

SANTIAGO, 5 de marzo de 2018

RESOLUCION EXENTA N° 173

VISTOS:

- a)** El D.L. N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía, en especial lo dispuesto en los artículos 8° y 9° letras e) y h);
- 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, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante la "Ley", en particular lo dispuesto en sus artículos 72°-19; 151°, inciso primero; y, 187°, parte final;
- c)** El Decreto Supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para la dictación de normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico, publicado en el Diario Oficial de 28 de septiembre de 2017;
- d)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 754, de 03 de noviembre de 2016, que Aprueba Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2016, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 72-19° de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- e)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 773, de 10 de noviembre de 2016, resolución de inicio del proceso de elaboración de Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución de la Comisión Nacional

de Energía, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución CNE N° 754, de 2016;

- f)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 23, de 13 de enero de 2017, que Aprueba Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 72-19° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por las Resoluciones Exentas de la Comisión N° 424 y N° 469, ambas de 2017;
- g)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 560, de 6 de octubre de 2017, que Aprueba Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, suscrito entre la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente "Acuerdo Unánime" o "Resolución Exenta CNE N° 560";
- h)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 607, de 26 de octubre de 2017, que Rectifica Resolución Exenta N° 582, de 2017, y Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y la empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A;
- i)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 706, de 7 de diciembre de 2017, que fija Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, publicada en el Diario Oficial de 18 de diciembre de 2017;
- j)** La Carta CNE N° 591, de 7 de diciembre de 2017, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que solicita información;
- k)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal n) de vistos;
- l)** La Carta CNE N° 29, de 26 de enero de 2018, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que comunica lo que indica para su observación;
- m)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal p) de vistos;

- n)** La Carta CNE N° 40/2018, de 30 de enero de 2018, de Cristián Espinosa Ábalos, que solicita extensión de plazo para entrega de observaciones a lo comunicado mediante Carta CNE N° 29 de fecha 26 de enero de 2018;
- o)** La Carta CNE N° 35, de 30 de enero de 2018, dirigida a Cristián Espinosa Ábalos, con copia a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que responde a Carta N°40/2018, de 30 de enero de 2018;
- p)** La Carta CNE N° 49, de 7 de febrero de 2018, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que comunica lo que indica para su observación;
- q)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal t) de vistos;
- r)** La Carta CNE N° 66, de 12 de febrero de 2018, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que solicita lo que indica;
- s)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal v) de vistos;
- t)** La Carta CNE N° 77, de 22 de febrero de 2018, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que solicita lo que indica;
- u)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal x) de vistos;
- v)** La Carta CNE N° 80, de 28 de febrero de 2018, dirigida a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, que comunica lo que indica;
- w)** Las respuestas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta señalada en el literal z) de vistos;
- x)** La Resolución Exenta de la Comisión N° 371, de 14 de julio de 2017, que Rectifica y reemplaza Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020" y deja

sin efecto Resolución Exenta N° 753 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 3 de noviembre de 2016;

- y) El 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, publicado en el Diario Oficial de 24 de agosto de 2017, en adelante "Decreto N° 11T";
Y,
- z) Lo establecido en la Resolución N° 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, el Decreto N° 11T establece las tarifas vigentes aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de servicio público durante el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020;
- b) Que, el artículo 187°, parte final, de la Ley establece que "[...] si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas [tarifarias], hay acuerdo unánime entre las empresas y la Comisión para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste podrá efectuarse y las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período en cuestión";
- c) Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley, la Comisión debe analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico y debe fijar, mediante resolución exenta, las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector;
- d) Que, esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley, consideró en su Plan Normativo 2016 el proceso de elaboración de la "Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución", en adelante "NTD", trabajo que continuó como parte del Plan Normativo 2017;
- e) Que, atendido el plan normativo señalado en el literal d) anterior y que la NTD establece nuevas exigencias al segmento de distribución, con la finalidad de que el

cliente pueda contar con un suministro eléctrico de mayor calidad, la Comisión y las empresas concesionarias de servicio público de distribución, de conformidad con lo establecido en el artículo 187°, parte final, de la Ley, suscribieron, con fecha 6 de octubre de 2017, un acuerdo unánime para efectuar un nuevo estudio de tarifas, el que fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 560, de fecha 6 de octubre de 2017, en donde se establecen los términos bajo los cuales se debe efectuar el nuevo estudio de tarifas a que se refiere el artículo 187°, parte final, de la Ley;

- f)** Que, a través de Resolución Exenta CNE N° 706, de fecha 7 de diciembre de 2017, y publicada en el Diario Oficial con fecha 18 de diciembre de 2017, la Comisión fijó la NTD;
- g)** Que, conforme lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión solicitó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, a través de la carta señala en el literal j) de vistos, información sobre los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD, no reconocidos en el Decreto N° 11T;
- h)** Que, atendidas las respuestas enviadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a la carta individualizada en el literal j) de vistos, la Comisión estimó necesario solicitar información adicional, lo que realizó a través de las cartas individualizadas en los literales r) y t) de vistos;
- i)** Que, en atención a los nuevos antecedentes aportados por las empresas en sus respuestas señaladas en los literales k), m), s) y u) de vistos, la Comisión detectó la necesidad de complementar el nuevo estudio de tarifas de suministro de electricidad a nivel de distribución mencionado anteriormente, incorporando análisis adicionales a los originalmente contemplados, haciéndose necesario el procesamiento de nueva información y adecuación a los procesos previamente desarrollados, con el fin de dar cabal cumplimiento a los objetivos contenidos en el Acuerdo Unánime;
- j)** Que, de conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo Unánime, la Comisión, a través de la carta individualizada en el literal p) de vistos, comunicó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución los resultados de la actualización de los

estudios del Valor Agregado de Distribución obtenidos conforme a los términos de dicho acuerdo;

- k)** Que, en consistencia con lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión, a través de la carta individualizada en el literal v) de vistos, comunicó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución las tarifas básicas preliminares correspondientes al nuevo estudio de tarifas;
- l)** Que, las empresas concesionarias de servicio público de distribución a través de respuestas señaladas en el literal w) de vistos, informaron a la Comisión los ingresos a que darían origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares a la totalidad de suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución;
- m)** Que, conforme lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión estructuró un conjunto de tarifas básicas preliminares, la cuales deben permitir al conjunto agregado de instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de servicio público de distribución obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuesto a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182° de Ley; y, asimismo, efectuó un cálculo de rentabilidad económica; y,
- n)** Que, atendido lo dispuesto en el artículo 151°, inciso primero, de la Ley, los precios máximos del servicio público de distribución serán calculados por la Comisión y fijados mediante decreto del Ministerio de Energía.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Nuevo Informe Técnico "Actualización de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución" Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto íntegro es el siguiente:



NUEVO INFORME TÉCNICO

**ACTUALIZACIÓN DE FÓRMULAS
TARIFARIAS
PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO
PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN**

Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos

Marzo de 2018

NUEVO INFORME TÉCNICO

ACTUALIZACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN ACUERDO UNÁNIME PARA EFECTUAR NUEVO ESTUDIO DE TARIFAS DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 187°, PARTE FINAL, DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 187°, parte final, 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, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Ley”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “CNE” o “Comisión”, y las empresas concesionarias del servicio público de distribución, en adelante e indistintamente “Empresas” o “Empresas de Distribución”, con fecha 6 de octubre de 2017, suscribieron un acuerdo unánime para efectuar un nuevo estudio de tarifas, en adelante “Acuerdo Unánime”, el que fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°560, que Aprueba Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, suscrito entre la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias de servicio público de distribución, de fecha 6 de octubre de 2017, en adelante “Resolución Exenta CNE N°560”.

En efecto, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley, “[...] *si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas [tarifarias], hay acuerdo unánime entre las empresas y la Comisión para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste podrá efectuarse y las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período en cuestión.*”.

Por su parte, la Comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley, introducido por la Ley N° 20.936, debe analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico y debe fijar, mediante resolución exenta, las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector. La disposición en comento establece el procedimiento en virtud del cual la Comisión debe dictar las normas técnicas, siendo la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en adelante “NTD”, de aquellas normas fijadas por la Comisión en cumplimiento de dicha función. En efecto, el artículo 72°-19 de la Ley dispone que, para efectos de la dictación de normas técnicas, la Comisión debe establecer, anualmente, un plan de trabajo. Dicho plan, para el año 2016, fue fijado por la Comisión a través de Resolución Exenta CNE N° 754, de 2016, y en él se estableció que la NTD sería parte de dicho plan. Posteriormente, a través de Resolución Exenta CNE N° 23, de 2017, que aprobó el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley, se estableció que el trabajo normativo asociado a la NTD continuaría durante el año 2017. Finalmente, la NTD fue fijada mediante Resolución Exenta

CNE N° 706, de fecha 7 de diciembre de 2017, y publicada en el Diario Oficial del 18 de diciembre de 2017.

Teniendo presente el plan normativo antes señalado, en particular la NTD que implicará nuevos costos e inversiones en distribución no reconocidos en las tarifas de suministro de electricidad, fijadas en el 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, en adelante “Decreto N° 11T”, la Comisión y las Empresas suscribieron el Acuerdo Unánime.

El Acuerdo Unánime establece los términos bajo los cuales se debe efectuar el nuevo estudio de tarifas a que se refiere el artículo 187°, parte final, de la Ley.

El presente documento corresponde al Nuevo Informe Técnico que la Comisión debe emitir para efectos de la actualización de las fórmulas que tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 151°, inciso primero, de la Ley.

Para efectos de determinar las referidas fórmulas tarifarias, el Acuerdo Unánime estipula actualizar los estudios de las componentes del valor agregado de distribución, en adelante “VAD” correspondientes al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, a fin de recoger las inversiones y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD no reconocidos en Decreto N° 11T. Para ello, el referido acuerdo señala que se utilizarán las mismas áreas típicas y empresas de referencia, así como lo establecido en el “Documento Técnico: Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuatrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020”, aprobado mediante la Resolución Exenta N° 79, de 2016, de la Comisión. Para realizar lo anterior, la Comisión contrató al mismo consultor que desarrolló los referidos estudios correspondientes al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020. Asimismo, la Comisión debía actualizar los estudios contratados por las Empresas en el marco del proceso tarifario correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

Por su parte, y de acuerdo a lo estipulado en el Acuerdo Unánime, las Empresas debían hacer llegar a la Comisión toda la información que ésta solicitara para efectos de la revisión y validación de los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD, los cuales fueron revisados por el consultor referido anteriormente.

Por último, y considerando todos los antecedentes mencionados, la Comisión estructuró un conjunto de tarifas básicas preliminares, la cuales deben permitir al conjunto agregado de instalaciones de distribución de las Empresas obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuesto a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182° de Ley; y, asimismo, efectuó un cálculo de rentabilidad económica.

Producto de la finalidad y los alcances del estudio establecido en el Acuerdo Unánime, el presente Nuevo Informe Técnico contiene solo aquellos capítulos que deben ser actualizados del Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 371, de fecha 14 de julio de 2017, que “Rectifica y reemplaza Informe Técnico ‘Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Cuatrienio noviembre de 2016 – noviembre de 2020’, aprobado por Resolución Exenta N° 102, de febrero de 2017 y por Resolución Exenta N° 753, de 03 de noviembre de 2016”, en adelante “Resolución Exenta CNE N° 371”, remitido por esta Comisión al Ministerio de Energía mediante Oficio Ordinario CNE N° 349, de fecha 14 de julio de 2017. Dicho

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13° – Santiago – Chile - FONOS (56-2) 2797 2612 -
FAX (56-2) 797 2627

E-mail aelectrica@cne.cl – WEB <http://www.cne.cl>

informe técnico fue emitido en cumplimiento de lo establecido en los artículos 189° y 190° de la Ley para la fijación de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados correspondiente al cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2010, las que se encuentran contenidas en el Decreto N° 11T. De esta manera, los restantes capítulos y definiciones establecidos en el informe técnico aprobado por la Resolución Exenta CNE N° 371, se mantienen para efectos de la presente actualización de fórmulas tarifarias.

Este informe se divide en los siguientes cinco capítulos:

- I. Estudios de Valor Agregado de Distribución.
- II. Planes de Inversión y Costos.
- III. Estructuración de Fórmulas de Tarifas Preliminares.
- IV. Verificación de Rentabilidad de la Industria.
- V. Otros parámetros a considerar en el Decreto Tarifario.

Además, se presentan los siguientes Anexos:

ANEXO N° 1: Resolución Exenta CNE N° 560, que Aprueba Acuerdo Unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 187°, parte final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, suscrito entre la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias de servicio público de distribución, de fecha 6 de octubre de 2017.

ANEXO N°2: Planes de inversión y costos revisados y validados de las Empresas de Distribución, conforme lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 560, de 2017.

I. ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

En concordancia con lo establecido en el Acuerdo Unánime, la realización del presente nuevo informe técnico considera las mismas áreas típicas y empresas de referencia, así como lo establecido en el "Documento Técnico: Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020", aprobado mediante la Resolución Exenta CNE N° 79, de 2016. A su vez, considera una revisión de planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD, en los términos establecidos en el citado acuerdo.

La Comisión, a través de Carta CNE N° 49, de fecha 7 de febrero de 2018, comunicó a las Empresas los resultados de la actualización de los estudios del valor agregados de distribución obtenidos conforme los términos establecidos en el Acuerdo Unánime, a fin de que, en caso de considerarlo necesario, realizaran observaciones pertinentes y fundadas.

Con los antecedentes señalados precedentemente, y conforme lo establecido en el Acuerdo Unánime, se llevó a cabo el nuevo estudio de tarifas.

1. Estudios de Valores Agregados de Distribución - Consultores CNE

De acuerdo a lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión contrató al mismo consultor que desarrolló los referidos estudios correspondientes al cuadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, esto es, "INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.", en adelante e indistintamente "INECON" o "los Consultores", a través de Resolución Exenta CNE N° 607, de fecha 26 de octubre de 2017. Los resultados del nuevo estudio fueron presentados por INECON a la CNE mediante carta 355/106, de fecha 26 de diciembre de 2017, actualizados mediante carta 855/023, de fecha 13 de febrero de 2018.

Cabe hacer presente que sólo varían los VAD a partir del año 2018 en consideración a que, dada la fecha en que fue publicada la NTD en el Diario Oficial, y en particular, atendido lo establecido en sus disposiciones transitorias, sólo a partir del año 2018 la referida norma entraría en vigencia.

Luego, sobre la base del estudio de costos señalado, se obtienen las siguientes componentes de costo del VAD por parte de la CNE:

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2015											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	15.797,79	46.718,50	5.883,26	6.089,44	6.465,42	1,0264	1,0388	1,0368	1,0519	1,0481	1,0517
2	31.835,10	55.763,45	6.098,66	6.299,08	6.817,08	1,0275	1,0267	1,0365	1,0549	1,0568	1,0632
3	63.674,27	74.756,33	8.584,56	8.790,28	9.168,97	1,0217	1,0300	1,0353	1,0509	1,0500	1,0609
4	44.987,04	94.794,84	8.345,84	8.543,55	8.869,36	1,0197	1,0229	1,0239	1,0349	1,0345	1,0421
5	145.969,88	134.078,51	8.717,71	9.036,00	9.406,65	1,0415	1,0552	1,0489	1,0590	1,0576	1,0700
6	173.582,71	131.031,24	12.215,35	12.441,05	12.838,77	1,0307	1,0307	1,0287	1,0514	1,0514	1,0619

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	15.494,81	45.892,13	5.851,38	6.058,04	6.436,46	1,0266	1,0392	1,0372	1,0521	1,0482	1,0517
2	30.750,13	54.172,25	6.053,69	6.253,76	6.771,59	1,0274	1,0265	1,0366	1,0549	1,0569	1,0631
3	61.174,61	72.528,71	8.502,73	8.708,42	9.087,08	1,0220	1,0305	1,0359	1,0507	1,0501	1,0607
4	43.152,90	91.765,57	8.269,52	8.467,23	8.793,05	1,0200	1,0233	1,0243	1,0348	1,0345	1,0420
5	139.584,08	128.710,04	8.647,76	8.965,89	9.336,39	1,0425	1,0569	1,0501	1,0586	1,0575	1,0695
6	170.614,29	128.177,14	11.988,74	12.213,92	12.611,67	1,0310	1,0310	1,0289	1,0515	1,0515	1,0619

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	15.193,25	44.963,17	5.821,03	6.028,18	6.409,14	1,0267	1,0393	1,0373	1,0523	1,0484	1,0517
2	29.753,25	52.674,59	6.014,97	6.214,72	6.732,42	1,0279	1,0270	1,0373	1,0550	1,0571	1,0630
3	58.357,56	70.458,78	8.430,11	8.635,83	9.014,49	1,0223	1,0310	1,0365	1,0505	1,0502	1,0605
4	41.295,57	88.726,89	8.196,87	8.394,58	8.720,39	1,0206	1,0240	1,0250	1,0347	1,0346	1,0419
5	132.316,62	123.135,21	8.583,04	8.901,03	9.271,38	1,0438	1,0590	1,0515	1,0582	1,0576	1,0690
6	167.473,79	124.620,12	11.773,49	11.998,19	12.395,96	1,0315	1,0315	1,0292	1,0514	1,0514	1,0617

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2018											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	16.499,82	45.780,26	5.721,43	5.913,52	6.268,36	1,0270	1,0399	1,0379	1,0525	1,0485	1,0517
2	32.725,76	54.911,70	5.891,16	6.075,67	6.554,44	1,0286	1,0276	1,0382	1,0550	1,0574	1,0630
3	80.265,47	73.635,34	8.247,82	8.438,17	8.788,45	1,0223	1,0315	1,0369	1,0503	1,0502	1,0603
4	39.559,55	90.431,28	8.026,48	8.209,36	8.510,74	1,0215	1,0250	1,0259	1,0347	1,0346	1,0419
5	188.703,18	125.858,29	8.421,48	8.715,49	9.057,92	1,0430	1,0593	1,0504	1,0583	1,0585	1,0693
6	162.495,88	163.789,79	11.427,68	11.635,12	12.003,09	1,0312	1,0312	1,0287	1,0516	1,0515	1,0618

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	16.156,20	46.420,66	5.588,31	5.765,28	6.093,69	1,0272	1,0402	1,0382	1,0528	1,0487	1,0518
2	32.152,46	56.276,44	5.738,76	5.908,08	6.347,97	1,0290	1,0281	1,0387	1,0551	1,0576	1,0630
3	77.436,88	74.626,18	8.030,39	8.205,40	8.527,31	1,0228	1,0323	1,0378	1,0502	1,0504	1,0602
4	38.112,67	91.576,68	7.837,51	8.005,57	8.282,51	1,0214	1,0249	1,0258	1,0346	1,0347	1,0418
5	179.154,54	125.376,45	8.173,49	8.443,55	8.758,08	1,0449	1,0620	1,0525	1,0581	1,0587	1,0690
6	180.455,48	130.233,11	11.064,91	11.255,20	11.593,35	1,0318	1,0318	1,0291	1,0515	1,0514	1,0616

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.064,52	48.919,56	5.380,95	5.532,31	5.814,49	1,0274	1,0405	1,0385	1,0531	1,0489	1,0518
2	32.473,80	59.626,02	5.550,71	5.694,96	6.070,11	1,0297	1,0287	1,0396	1,0551	1,0579	1,0630
3	80.330,73	78.970,31	7.711,34	7.860,71	8.135,32	1,0233	1,0332	1,0388	1,0500	1,0504	1,0600
4	36.501,48	94.351,62	7.570,98	7.714,32	7.950,54	1,0223	1,0259	1,0269	1,0346	1,0348	1,0419
5	170.516,42	128.188,04	7.806,05	8.036,32	8.304,46	1,0468	1,0650	1,0547	1,0580	1,0589	1,0688
6	180.646,59	137.128,92	10.603,05	10.765,11	11.053,56	1,0323	1,0323	1,0294	1,0516	1,0516	1,0616

2. Estudios de Valores Agregados de Distribución - Empresas de Distribución

De acuerdo a lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión debe actualizar los valores agregados resultante de los estudios contratados por las Empresas de Distribución en el marco del proceso tarifario correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020. Para ello, aplicó sobre cada una de las componentes de costo del valor agregado de distribución resultantes de dichos estudios la misma variación porcentual observada entre los resultados obtenidos para el proceso correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020 por parte del consultor contratado por la Comisión y los resultados obtenidos en este proceso.

Las componentes de costo del valor agregado de distribución calculadas por las empresas para el período 2015-2020, actualizadas por la CNE de acuerdo a la metodología descrita en el presente informe, son las siguientes:

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2015											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	21.110,36	63.632,51	7.071,73	8.380,91	9.153,26	1,0179	1,0182	1,0170	1,0754	1,0821	1,0612
2	39.175,78	83.560,80	17.162,12	32.174,49	32.175,15	1,0358	1,0335	1,0404	1,0893	1,0977	1,0777
3	68.083,81	110.986,98	20.186,67	28.919,01	40.238,43	1,0264	1,0281	1,0270	1,0749	1,0722	1,0869
4	53.541,97	89.900,82	15.134,01	23.756,11	23.756,11	1,0225	1,0248	1,0236	1,0634	1,0690	1,0568
5	158.819,21	203.566,04	23.347,94	45.281,21	48.695,50	1,0512	1,0518	1,0525	1,0938	1,0896	1,1092
6	169.819,50	219.405,66	39.167,65	60.861,27	65.451,54	1,0580	1,0580	1,0475	1,0939	1,0939	1,1065

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	20.421,90	62.585,37	6.997,43	8.317,38	9.103,55	1,0196	1,0199	1,0175	1,0764	1,0833	1,0621
2	38.253,58	81.932,69	17.002,26	32.118,69	32.119,33	1,0365	1,0342	1,0412	1,0901	1,0986	1,0784
3	67.411,37	109.653,16	19.749,79	28.477,77	39.791,54	1,0266	1,0284	1,0272	1,0745	1,0720	1,0864
4	52.352,28	88.524,88	15.056,21	23.649,07	23.649,07	1,0228	1,0252	1,0239	1,0636	1,0692	1,0569
5	157.861,19	201.119,15	23.102,87	45.044,61	48.460,22	1,0525	1,0533	1,0537	1,0934	1,0895	1,1086
6	169.025,39	217.829,08	38.105,65	59.795,85	64.385,39	1,0590	1,0590	1,0481	1,0951	1,0951	1,1077

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	19.771,47	61.641,73	7.017,28	8.335,93	9.123,88	1,0191	1,0194	1,0181	1,0776	1,0847	1,0620
2	37.268,96	80.065,54	16.803,50	31.822,31	31.823,02	1,0373	1,0349	1,0420	1,0911	1,0998	1,0792
3	66.436,78	107.798,87	19.474,05	28.197,76	39.506,00	1,0267	1,0286	1,0272	1,0738	1,0715	1,0856
4	51.026,66	86.807,51	14.940,27	23.491,59	23.491,59	1,0232	1,0256	1,0243	1,0640	1,0696	1,0573
5	156.214,57	197.362,92	22.824,13	44.774,46	48.191,40	1,0529	1,0539	1,0536	1,0925	1,0889	1,1066
6	168.128,87	215.943,89	37.543,32	59.223,71	63.818,32	1,0600	1,0600	1,0486	1,0962	1,0962	1,1078

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2018											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	21.270,55	62.899,04	6.865,83	8.150,37	8.896,61	1,0209	1,0212	1,0186	1,0788	1,0860	1,0624
2	41.168,12	83.829,17	16.320,83	30.902,95	30.762,36	1,0382	1,0357	1,0430	1,0921	1,1010	1,0800
3	94.377,71	113.995,56	18.859,24	27.417,17	38.448,64	1,0261	1,0283	1,0265	1,0731	1,0711	1,0847
4	49.932,40	89.790,84	14.706,49	23.106,37	23.052,46	1,0236	1,0260	1,0247	1,0644	1,0701	1,0577
5	232.310,65	206.688,24	22.317,76	43.910,47	47.162,79	1,0510	1,0524	1,0508	1,0921	1,0893	1,1054
6	165.267,18	287.232,83	36.080,15	57.425,53	61.825,39	1,0599	1,0599	1,0481	1,0974	1,0974	1,1080

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	20.585,29	63.780,86	6.682,12	7.926,32	8.626,89	1,0215	1,0219	1,0192	1,0799	1,0873	1,0628
2	40.718,87	86.271,22	15.795,19	29.933,82	29.666,06	1,0390	1,0365	1,0440	1,0932	1,1022	1,0809
3	94.010,70	117.227,29	18.175,78	26.527,73	37.234,01	1,0264	1,0286	1,0267	1,0725	1,0707	1,0841
4	48.633,34	93.316,82	14.344,53	22.519,67	22.414,52	1,0240	1,0265	1,0251	1,0649	1,0706	1,0581
5	230.073,53	210.700,54	21.647,54	42.660,02	45.731,46	1,0524	1,0540	1,0523	1,0913	1,0889	1,1037
6	185.947,52	232.427,07	34.748,96	55.692,69	59.895,61	1,0607	1,0607	1,0485	1,0985	1,0985	1,1081

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	21.390,47	66.050,45	6.402,39	7.578,76	8.202,77	1,0221	1,0224	1,0196	1,0812	1,0887	1,0632
2	41.378,85	91.709,38	15.076,46	28.568,85	28.092,91	1,0399	1,0373	1,0449	1,0943	1,1035	1,0818
3	100.806,79	125.639,65	17.300,78	25.308,37	35.472,55	1,0263	1,0287	1,0265	1,0720	1,0704	1,0835
4	47.071,97	97.381,46	13.812,57	21.651,36	21.461,29	1,0244	1,0269	1,0256	1,0654	1,0712	1,0585
5	228.551,72	220.658,26	20.596,41	40.639,79	43.409,29	1,0533	1,0551	1,0529	1,0908	1,0888	1,1023
6	189.181,69	247.180,11	33.320,37	53.589,37	57.461,41	1,0610	1,0610	1,0487	1,0999	1,0999	1,1084

3. Ponderación de resultados

Conforme a lo señalado en los puntos precedentes, y lo establecido en el Acuerdo Unánime, la Comisión determinó las componentes del valor agregado de distribución que empleará en la determinación de las fórmulas tarifarias, ponderando los valores obtenidos de conformidad con lo señalado en los numerales 1 y 2 anteriores para el período 2015-2020, asignando un valor de ponderación de dos tercios a los resultados descritos en el numeral 1 anterior, y un valor de un tercio a los resultados señalados en el numeral 2 precedente. Los resultados de dicha ponderación son los siguientes:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2015											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.568,65	52.356,50	6.279,41	6.853,26	7.361,36	1,0236	1,0319	1,0302	1,0597	1,0594	1,0549
2	34.281,99	65.029,23	9.786,48	14.924,21	15.269,77	1,0303	1,0290	1,0378	1,0664	1,0704	1,0680
3	65.144,11	86.833,21	12.451,93	15.499,86	19.525,45	1,0233	1,0294	1,0326	1,0589	1,0574	1,0696
4	47.838,68	93.163,50	10.608,56	13.614,40	13.831,61	1,0206	1,0236	1,0238	1,0444	1,0460	1,0470
5	150.252,99	157.241,02	13.594,45	21.117,73	22.502,93	1,0447	1,0541	1,0501	1,0706	1,0682	1,0831
6	172.328,30	160.489,38	21.199,45	28.581,13	30.376,36	1,0398	1,0398	1,0350	1,0656	1,0656	1,0768

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.137,18	51.456,54	6.233,40	6.811,15	7.325,49	1,0243	1,0328	1,0306	1,0602	1,0599	1,0552
2	33.251,28	63.425,73	9.703,21	14.875,40	15.220,84	1,0304	1,0290	1,0381	1,0667	1,0708	1,0682
3	63.253,53	84.903,52	12.251,75	15.298,20	19.321,90	1,0235	1,0298	1,0330	1,0586	1,0574	1,0693
4	46.219,36	90.685,34	10.531,75	13.527,84	13.745,06	1,0209	1,0239	1,0241	1,0444	1,0461	1,0470
5	145.676,45	152.846,41	13.466,13	20.992,13	22.377,67	1,0458	1,0557	1,0513	1,0702	1,0682	1,0825
6	170.084,65	158.061,12	20.694,38	28.074,56	29.869,57	1,0404	1,0404	1,0353	1,0660	1,0660	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	16.719,32	50.522,69	6.219,78	6.797,43	7.314,05	1,0241	1,0327	1,0309	1,0607	1,0605	1,0551
2	32.258,49	61.804,91	9.611,14	14.750,58	15.095,95	1,0310	1,0296	1,0389	1,0670	1,0713	1,0684
3	61.050,63	82.905,48	12.111,42	15.156,47	19.178,33	1,0237	1,0302	1,0334	1,0583	1,0573	1,0689
4	44.539,27	88.087,10	10.444,67	13.426,91	13.644,13	1,0215	1,0246	1,0247	1,0445	1,0462	1,0470
5	140.282,60	147.877,78	13.330,07	20.858,84	22.244,72	1,0469	1,0573	1,0522	1,0696	1,0680	1,0815
6	167.692,15	155.061,37	20.363,43	27.740,03	29.536,75	1,0410	1,0410	1,0357	1,0663	1,0663	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2018											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	18.090,06	51.486,52	6.102,90	6.659,14	7.144,44	1,0250	1,0337	1,0315	1,0613	1,0610	1,0553
2	35.539,88	64.550,86	9.367,71	14.351,43	14.623,75	1,0318	1,0303	1,0398	1,0674	1,0719	1,0687
3	84.969,55	87.088,75	11.784,96	14.764,50	18.675,18	1,0236	1,0304	1,0334	1,0579	1,0572	1,0685
4	43.017,16	90.217,80	10.253,15	13.175,03	13.357,98	1,0222	1,0253	1,0255	1,0446	1,0465	1,0472
5	203.239,00	152.801,60	13.053,57	20.447,15	21.759,54	1,0457	1,0570	1,0505	1,0696	1,0688	1,0813
6	163.419,64	204.937,47	19.645,17	26.898,59	28.610,52	1,0408	1,0407	1,0352	1,0668	1,0668	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2019											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	17.632,56	52.207,39	5.952,91	6.485,63	6.938,09	1,0253	1,0341	1,0319	1,0618	1,0616	1,0554
2	35.007,93	66.274,70	9.090,90	13.916,66	14.120,67	1,0323	1,0309	1,0404	1,0678	1,0725	1,0689
3	82.961,49	88.826,55	11.412,19	14.312,84	18.096,21	1,0240	1,0311	1,0341	1,0576	1,0572	1,0682
4	41.619,56	92.156,73	10.006,52	12.843,60	12.993,18	1,0222	1,0254	1,0256	1,0447	1,0467	1,0473
5	196.127,54	153.817,81	12.664,84	19.849,04	21.082,54	1,0474	1,0593	1,0524	1,0692	1,0687	1,0806
6	182.286,16	164.297,76	18.959,59	26.067,69	27.694,11	1,0415	1,0414	1,0356	1,0672	1,0671	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2020											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	18.506,51	54.629,85	5.721,43	6.214,46	6.610,58	1,0256	1,0345	1,0322	1,0624	1,0622	1,0556
2	35.442,15	70.320,47	8.725,96	13.319,59	13.411,04	1,0331	1,0316	1,0414	1,0682	1,0731	1,0693
3	87.156,09	94.526,76	10.907,82	13.676,60	17.247,73	1,0243	1,0317	1,0347	1,0573	1,0571	1,0678
4	40.024,97	95.361,57	9.651,51	12.360,00	12.454,12	1,0230	1,0263	1,0265	1,0449	1,0470	1,0475
5	189.861,52	159.011,44	12.069,51	18.904,14	20.006,07	1,0490	1,0617	1,0541	1,0689	1,0689	1,0800
6	183.491,62	173.812,65	18.175,49	25.039,86	26.522,84	1,0419	1,0419	1,0358	1,0677	1,0677	1,0772

Los mismos valores ponderados, expresados en base mensual son los siguientes:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2015											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.464,05	4.363,04	523,28	571,11	613,45	1,0236	1,0319	1,0302	1,0597	1,0594	1,0549
2	2.856,83	5.419,10	815,54	1.243,68	1.272,48	1,0303	1,0290	1,0378	1,0664	1,0704	1,0680
3	5.428,68	7.236,10	1.037,66	1.291,65	1.627,12	1,0233	1,0294	1,0326	1,0589	1,0574	1,0696
4	3.986,56	7.763,62	884,05	1.134,53	1.152,63	1,0206	1,0236	1,0238	1,0444	1,0460	1,0470
5	12.521,08	13.103,42	1.132,87	1.759,81	1.875,24	1,0447	1,0541	1,0501	1,0706	1,0682	1,0831
6	14.360,69	13.374,12	1.766,62	2.381,76	2.531,36	1,0398	1,0398	1,0350	1,0656	1,0656	1,0768

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.428,10	4.288,05	519,45	567,60	610,46	1,0243	1,0328	1,0306	1,0602	1,0599	1,0552
2	2.770,94	5.285,48	808,60	1.239,62	1.268,40	1,0304	1,0290	1,0381	1,0667	1,0708	1,0682
3	5.271,13	7.075,29	1.020,98	1.274,85	1.610,16	1,0235	1,0298	1,0330	1,0586	1,0574	1,0693
4	3.851,61	7.557,11	877,65	1.127,32	1.145,42	1,0209	1,0239	1,0241	1,0444	1,0461	1,0470
5	12.139,70	12.737,20	1.122,18	1.749,34	1.864,81	1,0458	1,0557	1,0513	1,0702	1,0682	1,0825
6	14.173,72	13.171,76	1.724,53	2.339,55	2.489,13	1,0404	1,0404	1,0353	1,0660	1,0660	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.393,28	4.210,22	518,32	566,45	609,50	1,0241	1,0327	1,0309	1,0607	1,0605	1,0551
2	2.688,21	5.150,41	800,93	1.229,22	1.258,00	1,0310	1,0296	1,0389	1,0670	1,0713	1,0684
3	5.087,55	6.908,79	1.009,29	1.263,04	1.598,19	1,0237	1,0302	1,0334	1,0583	1,0573	1,0689
4	3.711,61	7.340,59	870,39	1.118,91	1.137,01	1,0215	1,0246	1,0247	1,0445	1,0462	1,0470
5	11.690,22	12.323,15	1.110,84	1.738,24	1.853,73	1,0469	1,0573	1,0522	1,0696	1,0680	1,0815
6	13.974,35	12.921,78	1.696,95	2.311,67	2.461,40	1,0410	1,0410	1,0357	1,0663	1,0663	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2018											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.507,50	4.290,54	508,57	554,93	595,37	1,0250	1,0337	1,0315	1,0613	1,0610	1,0553
2	2.961,66	5.379,24	780,64	1.195,95	1.218,65	1,0318	1,0303	1,0398	1,0674	1,0719	1,0687
3	7.080,80	7.257,40	982,08	1.230,38	1.556,26	1,0236	1,0304	1,0334	1,0579	1,0572	1,0685
4	3.584,76	7.518,15	854,43	1.097,92	1.113,17	1,0222	1,0253	1,0255	1,0446	1,0465	1,0472
5	16.936,58	12.733,47	1.087,80	1.703,93	1.813,30	1,0457	1,0570	1,0505	1,0696	1,0688	1,0813
6	13.618,30	17.078,12	1.637,10	2.241,55	2.384,21	1,0408	1,0407	1,0352	1,0668	1,0668	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.469,38	4.350,62	496,08	540,47	578,17	1,0253	1,0341	1,0319	1,0618	1,0616	1,0554
2	2.917,33	5.522,89	757,58	1.159,72	1.176,72	1,0323	1,0309	1,0404	1,0678	1,0725	1,0689
3	6.913,46	7.402,21	951,02	1.192,74	1.508,02	1,0240	1,0311	1,0341	1,0576	1,0572	1,0682
4	3.468,30	7.679,73	833,88	1.070,30	1.082,77	1,0222	1,0254	1,0256	1,0447	1,0467	1,0473
5	16.343,96	12.818,15	1.055,40	1.654,09	1.756,88	1,0474	1,0593	1,0524	1,0692	1,0687	1,0806
6	15.190,51	13.691,48	1.579,97	2.172,31	2.307,84	1,0415	1,0414	1,0356	1,0672	1,0671	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.542,21	4.552,49	476,79	517,87	550,88	1,0256	1,0345	1,0322	1,0624	1,0622	1,0556
2	2.953,51	5.860,04	727,16	1.109,97	1.117,59	1,0331	1,0316	1,0414	1,0682	1,0731	1,0693
3	7.263,01	7.877,23	908,98	1.139,72	1.437,31	1,0243	1,0317	1,0347	1,0573	1,0571	1,0678
4	3.335,41	7.946,80	804,29	1.030,00	1.037,84	1,0230	1,0263	1,0265	1,0449	1,0470	1,0475
5	15.821,79	13.250,95	1.005,79	1.575,34	1.667,17	1,0490	1,0617	1,0541	1,0689	1,0689	1,0800
6	15.290,97	14.484,39	1.514,62	2.086,66	2.210,24	1,0419	1,0419	1,0358	1,0677	1,0677	1,0772

II. PLANES DE INVERSIÓN Y COSTOS

Conforme a lo establecido en el Acuerdo Unánime, para efectos de la revisión y validación de los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD, la Comisión solicitó a las Empresas información sobre dichos planes, los que posteriormente fueron revisados por el Consultor, quien procedió a revisar su pertinencia y, posteriormente, realizar ajustes a los mismos.

Los referidos planes permitirían incorporar valores no cubiertos por la metodología de los numerales anteriores en el análisis de las particularidades de cada Empresa en lo que respecta a lo requerido para dar cumplimiento a la NTD.

Para efectos de la revisión y validación de los planes, la Comisión, a través de Carta CNE N° 591, de fecha 7 de diciembre de 2017, en adelante “Carta CNE N° 591”, solicitó a las Empresas de Distribución los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la NTD, no reconocidos en el Decreto N° 11T. De conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo Unánime, los planes presentados por las Empresas en respuesta a la carta referida anteriormente fueron revisados y el resultado de ello fue comunicado a las Empresas, para su observación, a través de Carta CNE N° 29, de fecha 26 de enero de 2018. Atendidas las diversas observaciones a los planes de inversión y costos enviados por las Empresas así como los nuevos antecedentes aportados por las mismas que complementaban y/o corregían la información entregada por ellas en respuesta a la Carta CNE N° 591, la Comisión, a través de Carta CNE N° 66, de fecha 12 de febrero de 2018, requirió a las Empresas información adicional asociadas a los planes de inversión y costos. A su vez, con fecha 22 de febrero de 2018, la Comisión, a través de Carta CNE N°77, solicitó nuevamente a las Empresas información adicional respecto de los planes de inversión y costos.

Los resultados de la revisión y validación de los planes de inversión y costos presentados por las Empresas de Distribución son los siguientes, todo a moneda diciembre de 2015:

a) Proyectos de Inversión Planes

Área Típica	Empresa Concesionaria	Año			TOTAL MM\$
		2018	2019	2020	
1	Chilectra	14.704,10	19.784,43	7.920,10	42.408,63
2	CEC	555,88	2.212,95	2.459,06	5.227,89
	CGED	33.834,72	51.479,73	85.720,79	171.035,24
	EEPA	1.821,59	0,00	0,00	1.821,59
	Elecda	0,00	1.248,99	2.585,76	3.834,75
	Emelat	0,00	0,00	2.428,92	2.428,92
	Luz Andes	399,56	0,00	0,00	399,56
3	Chilquinta	28.494,04	28.028,86	49.922,48	106.445,38
	Conafe	2.398,22	4.913,13	6.041,07	13.352,42
	Edelmag	948,80	0,00	0,00	948,80
	Eliqsa	0,00	1.171,24	2.935,57	4.106,80
	Saesa	11.838,47	13.263,50	17.711,22	42.813,19
4	Edecsa	225,39	959,16	526,24	1.710,79
	EEC	0,00	0,00	251,13	251,13
	Emelari	0,00	0,00	0,00	0,00
	Litoral	511,89	1.100,70	5.122,04	6.734,63
5	Codiner	236,07	650,13	222,22	1.108,42
	Coopelan	307,10	347,40	1.243,57	1.898,06
	Frontel	30.765,96	24.298,08	65.573,28	120.637,32
	Luz Osorno	2.458,21	2.939,21	3.291,65	8.689,07
	Luz Linares	3.507,24	3.446,67	5.425,60	12.379,51
	Luz Parral	3.270,84	3.845,60	8.670,55	15.786,99
6	Coelcha	175,01	455,13	961,91	1.592,05
	Coopersol	20,27	0,00	0,00	20,27
	Cooprel	368,65	233,03	224,72	826,39
	Copelec	3.450,30	1.791,77	933,90	6.175,97
	CRELL	331,48	621,42	1.132,99	2.085,89
	Edelaysen	542,26	574,55	739,75	1.856,56
	Emelca	448,01	50,15	0,00	498,16
	Sasipa	0,00	0,00	0,00	0,00
	Socoepa	689,31	344,19	493,50	1.527,00
	Til Til	0,00	0,00	0,00	0,00

b) Proyectos de Gastos Planes

Área Típica	Empresa Concesionaria	Año			TOTAL MM\$
		2018	2019	2020	
1	Chilectra	8.781,66	8.764,38	8.017,60	25.563,64
2	CEC	226,04	14,83	27,21	268,08
	CGED	12.953,55	12.915,56	12.731,58	38.600,69
	EEPA	523,37	471,41	471,41	1.466,19
	Eleccda	0,00	0,05	-7,17	-7,11
	Emelat	1,60	1,60	-1,99	1,21
	Luz Andes	20,79	20,79	20,79	62,36
3	Chilquinta	3.542,69	3.615,42	3.504,12	10.662,22
	Conafe	1.162,63	1.155,95	1.147,78	3.466,36
	Edelmag	20,15	20,15	20,15	60,46
	Eliqsa	0,00	-0,07	-6,26	-6,34
	Saesa	5.256,85	5.543,93	6.168,82	16.969,60
4	Edecsa	5,55	266,87	244,71	517,12
	EEC	633,40	0,00	0,00	633,40
	Emelari	0,00	0,00	0,00	0,00
	Litoral	11,10	836,99	805,96	1.654,06
5	Codiner	258,31	311,24	528,10	1.097,64
	Coopelan	174,46	106,96	109,61	391,03
	Frontel	7.111,38	8.069,09	8.827,26	24.007,74
	Luz Osorno	978,19	1.204,91	1.187,39	3.370,48
	Luz Linares	1.472,38	1.447,60	1.452,53	4.372,51
	Luz Parral	1.492,68	1.478,94	1.501,57	4.473,19
6	Coelcha	459,32	354,17	375,97	1.189,47
	Coopersol	0,22	0,00	0,00	0,22
	Cooprel	82,68	37,46	104,16	224,31
	Copelec	1.283,52	1.270,84	1.261,75	3.816,11
	CRELL	190,42	232,42	273,01	695,84
	Edelaysen	1.069,41	1.109,03	1.097,18	3.275,61
	Emelca	45,03	67,79	-2,37	110,44
	Sasipa	0,00	0,00	0,00	0,00
	Socoepa	214,36	238,66	113,84	566,86
	Til Til	0,00	0,00	0,00	0,00

c) Proyectos de Inversión Planes Medición

Área Típica	Empresa Concesionaria	Año			TOTAL MM\$
		2018	2019	2020	
1	Chilectra	16.687,34	16.685,89	27.741,60	61.114,82
2	CEC	214,16	125,77	209,40	549,33
	CGED	20.201,97	25.762,40	29.090,93	75.055,29
	EEPA	585,52	492,10	820,02	1.897,64
	Elecda	1.790,03	2.149,31	2.560,72	6.500,05
	Emelat	1.164,08	1.495,52	1.540,82	4.200,41
	Luz Andes	108,14	19,85	33,30	161,29
3	Chilquinta	5.368,01	5.362,40	8.997,50	19.727,90
	Conafe	4.522,45	5.758,54	6.504,06	16.785,04
	Edelmag	639,58	550,83	1.006,38	2.196,79
	Eliqsa	1.154,25	1.368,90	1.547,29	4.070,45
	Saesa	4.540,29	4.534,84	7.472,45	16.547,58
4	Edecsa	181,22	87,31	233,97	502,50
	EEC	308,01	219,39	365,78	893,18
	Emelari	783,74	1.028,38	1.034,38	2.846,50
	Litoral	593,66	593,11	929,69	2.116,46
5	Codiner	330,77	329,97	491,55	1.152,30
	Coopelan	375,49	286,64	566,18	1.228,31
	Frontel	3.830,30	3.825,14	6.291,18	13.946,62
	Luz Osorno	482,69	482,30	744,81	1.709,80
	Luz Linares	453,66	453,11	608,30	1.515,07
	Luz Parral	370,90	282,61	470,81	1.124,32
6	Coelcha	305,65	211,70	440,33	957,67
	Coopersol	96,35	8,43	13,17	117,95
	Cooprel	238,33	149,44	248,94	636,71
	Copelec	839,41	839,41	1.340,01	3.018,83
	CRELL	427,20	338,89	565,27	1.331,36
	Edelaysen	527,66	527,19	731,96	1.786,82
	Emelca	143,17	54,75	90,86	288,78
	Sasipa	0,00	0,00	0,00	0,00
	Socoepe	692,31	145,83	264,04	1.102,18
	Til Til	124,14	35,25	59,01	218,39

d) Proyectos de Gastos Planes de Medición

Área Típica	Empresa Concesionaria	Año			TOTAL MM\$
		2018	2019	2020	
1	Chilectra	300,04	197,10	6,35	503,48
2	CEC	27,88	26,97	25,45	80,29
	CGED	563,93	692,14	902,28	2.158,35
	EEPA	23,64	18,50	38,71	80,86
	Elecda	66,49	105,72	205,71	377,92
	Emelat	34,17	69,67	106,36	210,21
	Luz Andes	28,59	28,40	28,07	85,06
3	Chilquinta	72,36	115,94	198,16	386,46
	Conafe	122,49	221,90	402,31	746,70
	Edelmag	21,35	13,91	30,29	65,55
	Eliqsa	30,24	61,66	91,92	183,82
	Saesa	63,76	98,75	185,83	348,34
4	Edecsa	28,31	27,83	27,04	83,19
	EEC	26,45	24,12	20,24	70,81
	Emelari	32,40	65,66	99,77	197,82
	Litoral	23,53	18,27	38,30	80,10
5	Codiner	26,76	24,73	21,36	72,85
	Coopelan	25,40	22,02	16,38	63,81
	Frontel	30,90	61,80	113,30	206,01
	Luz Osorno	25,48	22,17	16,66	64,30
	Luz Linares	23,64	18,49	9,91	52,03
	Luz Parral	25,19	21,59	15,59	62,37
6	Coelcha	26,82	24,85	21,58	73,25
	Coopersol	14,26	14,14	13,92	42,32
	Cooprel	27,95	27,12	25,73	80,80
	Copelec	20,97	13,15	28,91	63,03
	CRELL	25,20	21,61	15,63	62,44
	Edelaysen	22,80	16,82	35,63	75,25
	Emelca	27,97	27,15	25,78	80,89
	Sasipa	0,00	0,00	0,00	0,00
	Socoepea	28,32	27,41	25,92	81,64
Til Til	28,26	27,74	26,87	82,88	

III. ESTRUCTURACIÓN DE FÓRMULAS DE TARIFAS PRELIMINARES

Conforme a lo establecido en el Acuerdo Unánime, corresponde a la Comisión estructurar un conjunto de tarifas básicas preliminares en base a los resultados del nuevo VAD y los planes de inversión y costos.

La estructuración de fórmulas tarifarias preliminares considera la definición de las estructuras propiamente tales, así como la asignación de los diferentes parámetros que determinan el nivel final de la tarifa. En esta oportunidad se mantuvieron las estructuras tarifarias definidas en el Decreto N° 11T, mientras que la determinación de los parámetros consideró un ajuste en los factores de economía de escala.

De esta forma, las fórmulas tarifarias a usuarios finales sometidos a regulación de precios para efectos de verificar la rentabilidad de la industria, conforme a lo dispuesto en el Acuerdo Unánime, fueron las establecidas en el Decreto N° 11T.

Dado que el estudio de tarifas se realizó sobre la base de los estudios de las componentes de Valor Agregado de Distribución realizados conforme a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 79, de 2016, antes citada, que dio origen al Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 371, el que fue emitido en cumplimiento de lo establecido en los artículos 189° y 190° de la Ley para la fijación de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados correspondientes al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, las que se encuentran contenidas en el Decreto N° 11T, en el presente capítulo se presentan solo aquellos parámetros de las fórmulas tarifarias, ya contenidas en el Decreto N° 11T, que deben ser actualizados.

1. Parámetros de las fórmulas tarifarias

1.1. Factores de expansión de pérdidas

Conforme a los parámetros presentados en el punto 3 del Capítulo I, los factores de expansión de pérdidas se establecen de la siguiente forma:

- PPAT = PMPAG
- PEAT = PMEA
- PPBT = PMPBG
- PEBT = PMEB
- PMPBT = PMPBD

Donde:

- PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPAG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
- PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
- PMEA : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.
- PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPBG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PMEB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

PMPBD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

PMPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

De esta forma, los factores de expansión de pérdidas a actualizar son los siguientes:

2018	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)
1	1,0250	1,0315	1,0613	1,0553	1,0610
2	1,0318	1,0398	1,0674	1,0687	1,0719
3	1,0236	1,0334	1,0579	1,0685	1,0572
4	1,0222	1,0255	1,0446	1,0472	1,0465
5	1,0457	1,0505	1,0696	1,0813	1,0688
6	1,0408	1,0352	1,0668	1,0772	1,0668

2019	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)
1	1,0253	1,0319	1,0618	1,0554	1,0616
2	1,0323	1,0404	1,0678	1,0689	1,0725
3	1,0240	1,0341	1,0576	1,0682	1,0572
4	1,0222	1,0256	1,0447	1,0473	1,0467
5	1,0474	1,0524	1,0692	1,0806	1,0687
6	1,0415	1,0356	1,0672	1,0771	1,0671

2020	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)
1	1,0256	1,0322	1,0624	1,0556	1,0622
2	1,0331	1,0414	1,0682	1,0693	1,0731
3	1,0243	1,0347	1,0573	1,0678	1,0571
4	1,0230	1,0265	1,0449	1,0475	1,0470
5	1,0490	1,0541	1,0689	1,0800	1,0689
6	1,0419	1,0358	1,0677	1,0772	1,0677

Con el objeto de resguardar la adecuada concordancia entre las señales y parámetros tarifarios, su aplicación en reemplazo de aquellos fijados en el Decreto N° 11T debe ser consistente con la entrada en vigencia de las exigencias establecidas en la NTD que no hubiesen estado consideradas en las actuales tarifas contenidas en el Decreto N° 11T, y la tramitación y dictación del correspondiente decreto mandatado en el artículo 151°, inciso primero, de la Ley.

IV. VERIFICACIÓN DE RENTABILIDAD DE LA INDUSTRIA

Conforme a lo establecido en el Acuerdo Unánime, con los nuevos VAD, y los planes de inversión y costos resultantes, la Comisión estructuró un conjunto de tarifas básicas preliminares, las cuales deberán permitir al conjunto agregado de instalaciones de distribución de las Empresas de Distribución obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182° de la Ley. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Asimismo el Acuerdo Unánime, establece que para el cálculo de la rentabilidad económica, la Comisión actualizará los valores del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas (VNR2014) y de los Costos de Explotación (CExp2015), aprobados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante, "Superintendencia", mediante Resolución Exenta N°15.514, de fecha 05 de octubre de 2016, en función de los planes de inversión y costos antes señalados.

Los antecedentes considerados son los siguientes:

- a) Valor Nuevo de Reemplazo para las instalaciones de distribución existentes al 31 de diciembre de 2014, fijados por la Superintendencia y dirimidos ante el Panel de Expertos, conforme a la siguiente desagregación:
 - Alta Tensión;
 - Subestaciones de distribución;
 - Baja Tensión;
 - Empalmes y Medidores;
 - Bienes Muebles e Inmuebles;
 - Bienes intangibles; y
 - Capital de explotación.

- b) Costos de explotación correspondientes al año 2015, fijados por la Superintendencia, conforme a la siguiente desagregación:
 - Compras de Energía;
 - Compras por Demanda en Punta;
 - Compras por Demanda fuera de Punta;
 - Recargos por mal factor de potencia;
 - Costos asociados a la compra de energía y potencia;
 - Distribución AT;
 - Distribución BT;
 - Atención Clientes;

- Gastos en Empalmes incluido en chequeo;
- Desconexión y Reconexión de Servicios; y
- Gastos en Equipos de Medida incluido en chequeo.

Cabe mencionar que, de acuerdo a lo informado por la Superintendencia, las empresas concesionarias no presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos con respecto al proceso de fijación de los Costos de Explotación del año 2015 llevado a cabo.

c) Planes de inversión y costos.

Consistentemente con la transitoriedad establecida en la NTD para algunas exigencias, a fin de dar cabal cumplimiento a la verificación de rentabilidad de la industria, ésta fue realizada para los años 2018, 2019 y 2020 de manera independiente, considerando para cada año los valores de Valor Nuevo de Reemplazo y Costos de Explotación actualizados de acuerdo al tren de inversiones y gastos determinados.

Para dar consistencia al proceso, y sólo para efectos de la verificación de rentabilidad de la industria, tanto los Costos de Explotación como el Valor Nuevo de Reemplazo fueron también actualizados para cada año 2018, 2019 y 2020, en función de la proyección de ventas de energía de cada Empresa. Dicha proyección de ventas fue estimada a partir de las tasas de crecimiento de la demanda consideradas por el Consultor durante el proceso tarifario del VAD correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, y de las respuestas de las Empresas a la Carta CNE N° 467, de fecha 2 de agosto de 2016, que reemplazó Carta CNE N° 262, de 6 de mayo de 2016, que solicita información sobre clientes regulados, en el marco de la publicación de la Ley N° 20.928, en adelante “Carta CNE N° 467”; y, a la Carta CNE N° 314, de fecha 6 de julio de 2017, que solicita información de clientes libres, en adelante “Carta CNE N° 314”.

Conforme a lo anterior, los valores considerados en el chequeo de rentabilidad se componen de la siguiente forma:

a) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR2014), actualizado por la Comisión para los años 2018, 2019 y 2020, en \$ del 31 de diciembre de 2015:

EMPRESA		Valor Nuevo de Reemplazo (\$)		
COD.	NOMBRE	2018	2019	2020
1	Emelari	33.275.870.498	35.711.027.387	38.214.502.413
2	Eliqsa	44.087.255.530	48.806.245.283	55.545.232.513
3	Elecda	77.601.886.774	84.197.092.607	92.470.083.960
4	Emelat	47.571.683.154	51.208.206.982	57.256.830.568
6	Chilquinta	314.274.715.200	362.168.008.472	436.127.844.336
7	Conafe	209.007.515.065	230.177.813.570	253.614.940.814
8	Emelca	1.599.484.199	1.731.357.823	1.849.401.753
9	Litoral	29.414.352.743	32.259.134.290	39.498.799.025
10	Chilectra	884.578.407.473	953.677.102.180	1.022.436.952.384
12	EEC	7.657.292.031	8.187.989.938	9.128.702.966
13	Til Til	3.294.083.799	3.398.994.143	3.528.296.519
14	EEPA	24.303.948.954	25.722.685.848	27.448.674.765
15	Luz Andes	4.703.229.270	4.893.347.345	5.093.709.696
18	CGED	821.108.733.552	931.991.169.946	1.079.597.182.606
20	Coopersol	2.924.727.101	3.004.292.448	3.089.180.956
21	Coopelan	32.722.663.854	35.200.347.612	38.949.518.786
22	Frontel	284.667.704.869	327.308.400.808	414.460.007.460
23	Saesa	263.104.618.319	294.348.709.266	333.535.060.364
24	Edeleysén	28.388.299.816	30.147.647.148	32.282.557.270
25	Edelmag	30.206.001.874	32.206.876.266	34.714.535.688
26	Codiner	23.678.449.557	26.136.759.169	28.423.496.267
28	Edecsa	11.759.100.728	13.324.845.908	14.632.547.062
29	CEC	10.793.430.995	13.605.876.658	16.733.485.336
31	Luzlinares	33.098.139.799	38.837.821.145	46.826.981.557
32	Luzparral	37.176.195.485	43.431.244.315	54.833.821.495
33	Copelec	64.170.543.618	68.115.351.047	71.714.832.282
34	Coelcha	12.923.668.425	13.856.069.300	15.526.330.408
35	Socoepa	13.768.291.386	14.530.847.985	15.563.400.122
36	Cooprel	12.108.658.506	12.755.405.596	13.495.675.839
39	Luz Osorno	35.401.601.661	40.909.768.208	47.167.768.391
40	CRELL	20.670.871.839	22.164.233.747	24.399.760.728
707	Sasipa	1.914.346.909	1.914.346.909	1.914.346.909

b) Costos de explotación (CExp2015), actualizado por la Comisión para los años 2018, 2019 y 2020, en \$ del 31 de diciembre de 2015:

EMPRESA		Costos de Explotación (\$)		
COD.	NOMBRE	2018	2019	2020
1	Emelari	31.335.293.145	32.723.845.943	34.173.276.204
2	Eliqsa	50.383.557.872	52.970.340.282	55.640.471.509
3	Elecda	92.202.784.296	96.127.365.462	100.019.872.670
4	Emelat	55.545.170.991	58.141.593.208	60.661.310.905
6	Chilquinta	267.485.549.247	281.248.388.056	295.371.931.354
7	Conafe	169.512.883.853	178.345.223.011	187.584.554.950
8	Emelca	2.126.392.600	2.203.258.147	2.187.091.216
9	Litoral	11.546.054.768	12.834.720.213	13.306.776.512
10	Chilectra	953.679.412.083	989.683.395.038	1.025.390.158.723
12	EEC	8.639.739.501	8.342.021.583	8.689.719.982
13	Ti Ti	1.395.189.903	1.424.707.869	1.454.151.775
14	EEPA	23.100.263.081	23.997.565.247	24.950.900.817
15	Luz Andes	1.385.563.496	1.439.596.234	1.492.477.639
18	CGED	988.946.372.941	1.031.814.489.781	1.073.542.721.249
20	Coopersol	202.634.773	207.054.535	211.645.075
21	Coopelan	9.667.359.764	10.141.260.164	10.711.353.294
22	Frontel	100.832.218.312	107.259.837.527	113.796.877.248
23	Saesa	208.014.376.379	219.382.587.195	231.598.246.446
24	Edelaysén	17.022.791.656	17.439.909.413	17.833.612.532
25	Edelmag	25.240.665.062	26.510.062.386	27.848.394.830
26	Codiner	7.953.407.116	8.494.772.499	9.230.159.705
28	Edecsa	5.381.612.087	5.887.066.905	6.122.020.127
29	CEC	9.567.628.672	9.795.696.273	10.233.191.346
31	Luzlinares	15.005.512.425	15.828.665.063	16.731.563.091
32	Luzparral	12.905.750.750	13.610.664.813	14.395.180.988
33	Copelec	20.032.751.119	20.423.110.153	20.844.359.760
34	Coelcha	4.805.963.358	4.791.045.654	4.902.619.802
35	Socoepa	4.239.152.514	4.350.470.568	4.312.895.239
36	Cooprel	4.322.065.655	4.372.778.729	4.535.712.726
39	Luz Osorno	15.871.535.828	17.050.687.136	18.045.182.843
40	CRELL	10.553.807.480	10.868.974.860	11.182.528.899
707	Sasipa	2.967.569.248	2.967.569.248	2.967.569.248

c) Ingresos de explotación (IExp2015), para los años 2018, 2019 y 2020, en \$ del 31 de diciembre de 2015.

La Comisión, mediante Carta CNE N° 80, de fecha 28 de febrero del 2018, comunicó a las Empresas las tarifas básicas preliminares y los planes de inversiones y gastos. Con la respuesta y observaciones recibidas en respuesta a la carta antes mencionada, la Comisión estimó los ingresos de explotación que las empresas concesionarias hubieran percibido para los años 2018, 2019 y 2020 al aplicar dichas fórmulas tarifarias a la totalidad de los suministros estimados, para cada uno de dichos años, a ser efectuados por las empresas distribuidoras desde sus instalaciones de distribución, sean éstos a clientes regulados, otras distribuidoras o a clientes libres propios o de terceros.

En consistencia con las demás actualizaciones consideradas en el presente informe, la estimación de suministros mencionada en el párrafo anterior fue realizada a partir de la totalidad de suministros efectuados por cada Empresa mediante sus instalaciones de distribución considerados en el Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 371.

Dichos suministros fueron normalizados a 2017, considerando la información de ventas de energía proporcionada por las Empresas a la Comisión en respuesta a la Carta CNE N° 467 y a la Carta CNE N° 314, y luego actualizados para cada año en función de la tasa de crecimiento de la demanda considerada por el Consultor para la respectiva área típica durante el estudio VAD del proceso tarifario correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, procurando así resguardar una debida consistencia entre el crecimiento esperado de la demanda y los mayores ingresos a percibir, con las variaciones en los Costos de Explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo, que responden para cada año tanto a crecimientos de demanda como a los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la NTD que no estuviesen recogidas en las tarifas contenidas en el Decreto N° 11T.

De esta forma, los ingresos de explotación considerados en el chequeo de rentabilidad de cada año son los siguientes:

- Ingresos por ventas reguladas en Alta Tensión de distribución.
- Ingresos por ventas reguladas en Baja Tensión de distribución.
- Ingresos por ventas a otras distribuidoras en nivel de distribución.
- Ingresos por ventas a clientes libres en nivel de distribución valorados a tarifa regulada.
- Ingresos por ventas a clientes por peajes de distribución.
- Ingresos por recargo en mediciones en baja tensión de suministros en alta tensión de distribución.
- Ingresos por servicios del artículo 193° de la Ley.

Conforme lo comunicado y a las observaciones recibidas de parte de las Empresas, la adición de los ingresos señalados para los años 2018, 2019 y 2020, en \$ del 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

EMPRESA		Ingresos de Explotación (\$)		
COD.	NOMBRE	2018	2019	2020
1	Emelari	34.120.277.551	35.532.810.047	37.054.152.508
2	Eliqsa	56.950.536.161	59.553.080.540	62.907.217.558
3	Elecda	99.473.513.755	103.662.913.310	108.304.467.557
4	Emelat	60.189.380.091	62.870.630.168	65.776.707.001
6	Chilquinta	298.272.343.895	312.158.431.009	330.912.645.772
7	Conafe	192.476.685.297	201.556.271.037	213.319.138.840
8	Emelca	2.442.054.180	2.521.977.395	2.579.668.282
9	Litoral	13.562.550.539	14.086.541.968	14.659.468.107
10	Chilectra	1.025.565.847.463	1.067.109.733.545	1.104.616.161.710
12	EEC	9.356.020.221	9.732.356.923	10.140.883.162
13	Til Til	1.642.027.813	1.665.167.379	1.718.793.074
14	EEPA	24.844.558.558	25.743.443.161	26.653.511.959
15	Luz Andes	1.872.709.562	1.950.912.283	2.048.894.642
18	CGED	1.060.430.496.673	1.104.136.013.736	1.151.433.810.069
20	Coopersol	299.704.517	308.607.643	314.977.189
21	Coopelan	12.450.771.332	13.001.135.567	13.637.730.640
22	Frontel	126.092.682.939	131.655.592.049	137.970.298.837
23	Saesa	237.269.599.364	248.768.860.370	264.547.386.734
24	Edelaysén	19.875.979.557	20.130.293.608	20.823.953.302
25	Edelmag	29.339.902.679	30.675.443.607	32.476.151.632
26	Codiner	9.350.885.850	9.810.533.343	10.326.314.457
28	Edecsa	5.995.876.616	6.257.711.884	6.542.548.443
29	CEC	10.181.920.561	10.571.665.623	10.948.937.527
31	Luzlinares	17.021.844.863	17.897.348.539	18.868.402.588
32	Luzparral	14.871.317.527	15.610.791.251	16.434.735.694
33	Copelec	23.678.855.009	24.311.772.919	24.731.082.309
34	Coelcha	5.720.424.957	5.880.992.068	5.989.321.752
35	Socoepa	4.738.816.216	4.883.537.506	4.972.702.078
36	Cooprel	4.959.650.241	5.025.639.398	5.205.578.273
39	Luz Osorno	19.610.068.990	20.646.276.850	21.790.492.625
40	CRELL	12.333.895.896	12.482.989.034	12.945.642.285
707	Sasipa	1.997.482.537	1.997.482.537	1.997.482.537

d) Verificación de rentabilidad de la industria

Visto lo señalado en el punto precedente, se efectúa la verificación de rentabilidad del conjunto agregado de instalaciones de distribución de las Empresas, considerando los siguientes valores agregados de la industria para los años 2018, 2019 y 2020, expresados en \$ del 31 de diciembre de 2015:

i. 2018

ítems	Monto (\$)
Valor Nuevo de Reemplazo	3.421.955.772.981
Costos de Explotación	3.131.871.029.976
Ingresos de Explotación	3.436.988.681.414

ii. 2019

ítems	Monto (\$)
Valor Nuevo de Reemplazo	3.805.929.019.348
Costos de Explotación	3.270.678.723.191
Ingresos de Explotación	3.582.196.956.295

iii. 2020

ítems	Monto (\$)
Valor Nuevo de Reemplazo	4.330.074.461.239
Costos de Explotación	3.409.968.528.705
Ingresos de Explotación	3.742.649.259.142

De este modo, considerando que las Empresas presentan durante 30 años los ingresos y costos señalados en forma constante, y considerando un valor residual nulo para las instalaciones, se obtiene la siguiente tasa de rentabilidad económica agregada de la industria para los años 2018, 2019 y 2020:

i. 2018

Tasa de rentabilidad económica de la industria: 8,04 %

ii. 2019

Tasa de rentabilidad económica de la industria: 7,16 %

iii. 2020

Tasa de rentabilidad económica de la industria: 6,53 %

Por lo tanto, y en consideración a lo establecido en el Acuerdo Unánime, dado que la tasa se ubica para cada año dentro de la banda del +/- 4% en torno al 10% que establece el artículo 182° de la Ley, los valores agregados ponderados que dan origen a los ingresos deben ser aceptados¹.

¹ Respecto a la verificación de rentabilidad efectuada, se señala que no han sido considerados en ella ni los ingresos por aplicación de recargos por mal factor de potencia, ni los costos derivados de pagos por consumo reactivo de las distribuidoras al segmento aguas arriba, visto que la forma de determinar los pagos por este concepto, efectuados tanto por los clientes a la distribuidoras como por las distribuidoras al segmento generación, se establecerán periódicamente a través de los Decretos de precios de nudo, dando origen a un margen de operación que a partir de esta fijación no se regula a través de esta verificación de rentabilidad.

V. OTROS PARÁMETROS A CONSIDERAR EN EL DECRETO TARIFARIO

Efectuada la verificación de rentabilidad, corresponde determinar el resto de parámetros tarifarios que se deben actualizar e incluir en el Decreto correspondiente:

- Factores de economías de escala.

Como se mencionó anteriormente, el estudio de tarifas se realizó sobre la base de los estudios de las componentes de Valor Agregado de Distribución realizados conforme a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 79, de 2016, antes citada, que dio origen al Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 371, el que fue emitido en cumplimiento de lo establecido en los artículos 189° y 190° de la Ley para la fijación de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, las que se encuentran contenidas en el Decreto N° 11T.

En concordancia con lo anterior, en el presente capítulo se presenta solo aquel parámetro a considerar en el decreto tarifario asociado al presente informe, ya contenido en el Decreto N° 11T, que debe ser actualizado.

1. Factores de Economías de Escala para Costos de Distribución

Los factores de economías de escala representan la evolución de los costos medios de distribución a través del tiempo, los que, de no mediar exigencias normativas distintas a las contempladas en el desarrollo de los estudios de costos necesarios para el desarrollo de un proceso tarifario y que involucren inversiones significativas, deben experimentar un descenso en el tiempo dado el crecimiento del consumo y la existencia de economías de escala en la actividad de distribución. Dicha situación es observable dentro de los factores fijados en el Decreto N° 11T.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, y dado que las disposiciones transitorias de la NTD establecen los plazos de inicio de vigencia de las exigencias en ella reguladas, es que la evolución de los costos medios de distribución para los años 2018, 2019 y 2020 es creciente. De esta manera, atendido el nivel significativo de inversión asociado al cumplimiento de la NTD y los plazos en que ésta entrará en vigencia, es que en este caso los factores de economías de escala no necesariamente serán decrecientes en el tiempo.

1.1 Determinación de los factores de economías de escala

A partir de los costos de distribución y de los cargos fijos actualizados de los años 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 presentados en el Capítulo I, se realizó el siguiente procedimiento:

- a) Se determinan los costos de distribución y cargos fijos para los años 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 a partir de los valores agregados ponderados anuales VADAT, VADBT y PMPBT, para los costos de distribución, y CFE, CFD y CFH, para los cargos fijos.
- b) Se determinan los factores de economía de escala para los costos de distribución y cargos fijos para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020, de acuerdo a la siguiente metodología:
 - a. En una primera etapa, el factor de economía de escala de un determinado año es igual al costo de distribución o bien cargo fijo de ese año, resultante del presente proceso

tarifario, dividido por el costo de distribución o cargo fijo del año 2015, según corresponda.

- b. Se verifica que con los factores de economías asociados a los costos de distribución se recaude los montos asociados a los planes de inversión y gastos para los años 2018, 2019 y 2020. En caso de no ser así, se adecuan dichos factores para dar cumplimiento con establecido en el presente literal.

Los factores de economías de escala obtenidos son los siguientes:

Cargos Fijos (FEECF)

- En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que deben ser modificados en el Decreto N° 11T correspondientes a los Factores de Economía de Escala para los Cargos Fijos por Área Típica y Empresa Concesionaria:

Área Típica	Cargo fijo CFES		
	2018	2019	2020
1	0,9791	0,9550	0,9179
2	0,9654	0,9369	0,8993
3	0,9619	0,9315	0,8903
4	0,9735	0,9501	0,9164
5	0,9694	0,9405	0,8963
6	0,9493	0,9162	0,8783

Área Típica	Cargo fijo CFDS		
	2018	2019	2020
1	0,9777	0,9522	0,9124
2	0,9648	0,9355	0,8954
3	0,9651	0,9356	0,8940
4	0,9739	0,9494	0,9137
5	0,9740	0,9456	0,9005
6	0,9581	0,9285	0,8919

Área Típica	Cargo fijo CFHS		
	2018	2019	2020
1	0,9753	0,9471	0,9024
2	0,9608	0,9277	0,8811
3	0,9665	0,9366	0,8927
4	0,9718	0,9453	0,9061
5	0,9724	0,9421	0,8940
6	0,9578	0,9272	0,8880

Costos de Distribución (FEECD)

- En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que deben ser modificados en el Decreto N° 11T correspondiente a los Factores de Economía de Escala para los Costos de Distribución por Área Típica y Empresa Concesionaria:

Área Típica	Empresa Concesionaria	CDAT			CDBT		
		2018	2019	2020	2018	2019	2020
1	Chilectra	1,0945	1,0897	1,0805	1,0526	1,0789	1,0676
2	CEC	1,2205	1,1651	1,1114	1,1838	1,1603	1,1410
	CGED	1,0967	1,0673	1,0659	1,0637	1,0629	1,0943
	EEPA	1,1543	1,1076	1,0659	1,1195	1,1031	1,0943
	Elecda	1,0688	1,0528	1,0659	1,0366	1,0485	1,0943
	Emelat	1,0688	1,0528	1,0659	1,0366	1,0485	1,0943
	Luz Andes	1,0688	1,0528	1,0659	1,0366	1,0485	1,0943
3	Chilquinta	1,3433	1,3116	1,3779	1,1658	1,1633	1,2301
	Conafe	1,3433	1,3116	1,3779	1,1658	1,1633	1,2301
	Edelmag	1,3433	1,3116	1,3779	1,1658	1,1633	1,2301
	Eliqsa	1,3433	1,3116	1,3779	1,1658	1,1633	1,2301
	Saesa	1,3433	1,3116	1,3779	1,1658	1,1633	1,2301
4	Edecsa	0,9307	0,9005	0,8660	0,9728	0,9763	0,9874
	EEC	0,9307	0,9005	0,8660	0,9728	0,9763	0,9874
	Emelari	0,9307	0,9005	0,8660	0,9728	0,9763	0,9874
	Litoral	0,9307	0,9005	0,8660	0,9728	0,9763	0,9874
5	Codiner	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
	Coopelan	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
	Frontel	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
	Luz Osorno	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
	Luz Linares	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
	Luz Parral	1,3951	1,3463	1,3033	1,2000	1,1788	1,1742
6	Coelcha	1,0939	1,2712	1,2341	1,2725	1,2543	1,2466
	Coopersol	1,0464	1,2158	1,1778	1,2173	1,1997	1,1897
	Cooprel	0,9608	1,0717	1,0788	1,1177	1,0575	1,0897
	Copelec	1,0501	1,2214	1,1822	1,2216	1,2052	1,1941
	CRELL	0,9608	1,0717	1,0788	1,1177	1,0575	1,0897
	Edelaysen	0,9608	1,0717	1,0788	1,1177	1,0575	1,0897
	Emelca	0,9925	1,1576	1,1208	1,1546	1,1422	1,1321
	Sasipa	0,9608	1,0717	1,0788	1,1177	1,0575	1,0897
	Socoepa	1,0398	1,2053	1,1678	1,2096	1,1893	1,1796
	Til Til	0,9608	1,0717	1,0788	1,1177	1,0575	1,0897

Con el objeto de resguardar la adecuada concordancia entre las señales y parámetros tarifarios, pese a que se presentan los valores de estos parámetros para cada año del cuatrienio por verificarse, su aplicación en reemplazo de aquellos fijados en el Decreto N° 11T debe ser consistente con la entrada en vigencia de las exigencias establecidas en la NTD que no hubiesen estado consideradas en las actuales tarifas contenidas en el Decreto N° 11T, y la tramitación y dictación del correspondiente decreto mandatado en el artículo 151°, inciso primero, de la Ley.

Artículo Segundo: Comuníquese la presente resolución al Ministerio de Energía y publíquese en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y comuníquese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/ISD/XOC/SB/FCP/GMM/MCV/mhs

Distribución:

1. Ministerio de Energía.
2. Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
3. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE.
4. Departamento Jurídico CNE.
5. Departamento Eléctrico CNE.