COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

REF: Rectifica Informe Técnico Factor de Ajuste de Potencia (FAPN) Fijación de Fórmulas Tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, aprobado por Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía N°533, de fecha 29 de septiembre de 2017.

SANTIAGO, 27 DIC. 2017

RESOLUCION EXENTA N° 760

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo dispuesto en los artículos 151° y 190° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería, de 1982, y sus modificaciones, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Ley";

c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;

d) Lo dispuesto 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";

e) Lo dispuesto en el Dictamen N°030107 de la Controlaría General de la República, que cursa con alcances el Decreto N°11T, de fecha 17 de agosto de 2017;

f) Lo informado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante "Superintendencia", a

través de la Resolución Exenta N°15.514, de fecha 5 de octubre de 2016;

g) La Resolución Exenta CNE N°533 que Aprueba el Informe Técnico Factor de Ajuste de Potencia (FAPN) Fijación de Fórmulas Tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, de fecha 29 de septiembre de 2017, en adelante "Resolución Exenta CNE N°533";

h) Lo solicitado por esta Comisión a las empresas concesionarias de servicio público de distribución a través de Carta CNE N°523, de fecha 30 de agosto de 2016, en adelante "Carta CNE N°523";

i) Lo informado por Luz Andes Limitada, a través de carta L.A. N°26/2017, de octubre de 2017;

j) Lo informado por Empresa Eléctrica de Colina Ltda., a través de carta de fecha 23 de octubre de 2017;

k) Lo informado por Enel Distribución Chile S.A., a través de carta G.R. N°66/2017, de fecha 23 de octubre de 2017;

l) Lo informado por Enel Distribución Chile S.A., a través de carta GR N° 82/2017, de fecha 21 de noviembre de 2017;

m) Lo informado por el Grupo CGE, a través de carta GRSE-055/2017, de fecha 22 de noviembre de 2017;

n) Lo informado por el Grupo SAESA, a través de carta N° 1302789, de fecha 22 de noviembre de 2017;

o) Lo informado por Chilquinta Energía S.A., a través de carta N° GRYP-22/2017, de fecha 22 de noviembre de 2017;

p) Lo informado por Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., a través de carta N°73/2017, de fecha 27 de noviembre de 2017;

q) La Resolución Exenta CNE N°706 que Fija Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, de fecha 7 de diciembre de 2017, publicada en el Diario Oficial el 18 de diciembre de 2017, en adelante "Norma Técnica de Distribución"; y,

r) La Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

a) Que, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 151° y 190° de la Ley, el Ministerio de Energía fijará las fórmulas tarifarias mediante decreto publicado en el Diario Oficial;

b) Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo primero, numeral 7.10, inciso primero, del Decreto N°11T, el factor de ajuste de potencia debe recoger las diferencias en las compras de potencia que surgen producto de la aplicación del Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley, en los respectivos decretos de precio de nudo, en relación a la cantidad de demandas máximas a considerar en las mencionadas compras;

c) Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo primero, numeral 7.10, inciso segundo, del Decreto N°11T, el factor de ajuste de potencia será calculado por la Comisión una única vez y para cada empresa distribuidora, a más tardar en septiembre de 2017, considerando la información enviada por el Coordinador y la Superintendencia;

d) Que, a través de la Resolución Exenta N°15.514 señalada en el literal f) de los Vistos, la Superintendencia envió a esta Comisión la información requerida para el cálculo del factor de ajuste de potencia señalado en el artículo primero, numeral 7.10, del Decreto N°11T;

e) Que, a través del dictamen señalado en el literal e) de los Vistos, la Contraloría General de la República curso con alcances el Decreto N°11T, señalando al efecto que el factor de ajuste de potencia a que se refiere su artículo primero, numeral 7.10, inciso segundo, deberá ser formalizado mediante el respectivo decreto, sujeto a examen previo de juridicidad;

f) Que, de conformidad con lo anterior, esta Comisión determinó el cálculo del factor de ajuste de potencia señalado en el artículo primero, numeral 7.10, del Decreto N°11T, a través de la Resolución Exenta CNE N°533;

g) Que, a través de la Carta CNE N°523, señalada en el literal h) de Vistos, esta Comisión solicitó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución el envío de cierta información, la que debía ser consistente con lo informado en el proceso de Costos de Explotación para los años 2014 y 2015;

h) Que, durante el mes de octubre de 2017, y a través de las cartas señaladas en los literales i), j) y k) de Vistos, Luz Andes Limitada, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Enel Distribución Chile S.A. informaron a esta Comisión la rectificación de sus respuestas a la Carta CNE N°523, señalada en el literal h) de Vistos, a fin de dar cumplimiento con lo señalado en dicha carta respecto a la consistencia con la

información proporcionada a la Superintendencia para efectos de la fijación de los Costos de Explotación 2014 y 2015;

i) Que, durante el mes de noviembre de 2017, y a través de las cartas señaladas en los literales l), m), n) y o) de Vistos, Enel Distribución Chile S.A., Grupo CGE, Grupo SAESA, y Chilquinta Energía S.A., respectivamente, aclararon aspectos de sus respuestas a la Carta CNE N°523;

j) Que, en el mes de noviembre de 2017, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., a través de carta señalada en el literal p) de Vistos, informó a esta Comisión su imposibilidad técnica para dar respuesta a lo requerido a través de Carta CNE N°523;

k) Que, el 7 de diciembre de 2017, la Comisión fijó la Norma Técnica de Distribución, en cuyo artículo 7-9 transitorio se establecieron exigencias a las Empresas Distribuidoras respecto a la incorporación de sus clientes al Sistema de Medición, Monitoreo y Control establecido en dicha norma técnica; y,

l) Que, atendida la nueva información señalada en los literales i) a p), inclusive, de Vistos, y lo dispuesto en la Norma Técnica de Distribución, indicada en el literal q) de Vistos, esta Comisión ha estimado necesario rectificar la metodología de cálculo del informe técnico aprobado por la Resolución Exenta CNE N°533, en primer lugar, y en relación a lo señalado en los literales i) a p), inclusive, de Vistos, en lo referente a la determinación de los pulsos asociados a las demandas máximas consideradas en las compras de potencia cuyas diferencias deben ser recogidas por el Factor de Ajuste de Potencia, a fin de guardar la debida consistencia con el proceso de fijación de los Costos de Explotación desarrollado por la Superintendencia, y, en segundo lugar, en atención a lo señalado en el literal q) de Vistos, con el fin de considerar en la metodología las exigencias en materia de Sistema de Medición, Monitoreo y Control que deberán cumplir las Empresas Distribuidoras.

RESUELVO:

Artículo Primero: Rectifíquese la Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía N°533, que Aprueba el Informe Técnico Factor de Ajuste de Potencia (FAPN) Fijación de Fórmulas Tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, de fecha 29 de septiembre de 2017, cuyo texto rectificado se transcribe a continuación:

Ministerio de Energía

INFORME TÉCNICO

FACTOR DE AJUSTE DE POTENCIA (FAPN)

FIJACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

CUADRIENIO NOVIEMBRE 2016 – NOVIEMBRE 2020

Septiembre de 2017

INFORME TÉCNICO

FACTOR DE AJUSTE DE POTENCIA (FAPN)

INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "CNE" o "Comisión", debe emitir en virtud de lo dispuesto en el numeral 7.10 del artículo primero del 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 11T/2016", en lo que se refiere al cálculo del Factor de Ajuste de Potencia, en adelante e indistintamente "FAPN".

Este informe se divide en los siguientes cuatro capítulos:

I. FACTOR DE AJUSTE DE POTENCIA (FAPN)

II. METODOLOGÍA

III. PROCEDIMIENTO

IV. RESULTADOS

I. FACTOR DE AJUSTE DE POTENCIA (FAPN)

Según se indica en el numeral 7.10 del artículo primero del Decreto 11T/2016, la Comisión deberá calcular por una única vez y para cada empresa distribuidora el FAPN, a más tardar en septiembre de 2017, considerando la información enviada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante e indistintamente "SEC".

Dicho factor deberá recoger las diferencias en las compras de potencia que surgen producto de la aplicación del Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Decreto 62/2006", en los respectivos decretos de precios de nudo, en relación a la cantidad de demandas máximas a considerar en las mencionadas compras. Esto es, el promedio de las demandas máximas en dos horas, previo a la aplicación del mencionado Decreto 62/2006 y el promedio de las demandas máximas en 52 horas, posterior a la aplicación del mismo decreto.

Para el cálculo del FAPN se comparará la facturación por conceptos de compras de potencia que fijó la SEC en el proceso de determinación de costos de explotación correspondiente al año 2015 (dos demandas máximas), con la que resulta de calcularse, para el mismo año, con la metodología de las 52 demandas máximas. Las diferencias resultantes serán traspasadas al cliente final y para dicho cálculo se considerarán los factores y fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 11T/2016.

Cabe destacar que, según lo establece el Decreto 11T/2016, mientras no se realice el cálculo del FAPN, éste tomará el valor de uno. El Decreto 11T/2016 también señala que, particularmente para los Sistemas Medianos, el FAPN no se aplicará por lo que este factor tomará el valor igual a uno.

II. METODOLOGÍA

El FAPN deberá recoger las diferencias en las compras de potencia que surgen producto de la aplicación del Decreto 62/2006, en los respectivos decretos de precios de nudo, en relación a la cantidad de demandas máximas a considerar en las mencionadas compras, esto es, el promedio de las demandas máximas en dos horas, previo a la aplicación del Decreto 62/2006, y el promedio de las demandas máximas en 52 horas, posterior a la aplicación del mismo decreto.

Para lograr lo anterior, y considerando que este factor es parte de un proceso tarifario enmarcado en el Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley

General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "LGSE" o "Ley", su cálculo debe, además, resguardar el fiel cumplimiento del procedimiento que ahí se mandata para la determinación de las fórmulas tarifarias, en particular lo relativo al chequeo de la tasa de rentabilidad señalado en el artículo 185° de la Ley.

En este contexto, es que el FAPN debe ser tal que, aplicado junto a las fórmulas tarifarias fijadas en el Decreto 11T/2016 sobre la totalidad de suministros efectuados por una empresa concesionaria mediante sus instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior a la fijación tarifaria (2015), modifique los ingresos de explotación consistentemente con las diferencias asociadas a las compras de potencia descritas en el primer párrafo del presente título (compras con demandas máximas según metodología de dos horas en comparación a compras con la metodología de las demandas máximas en 52 horas).

Chequeo de rentabilidad

El inciso primero del artículo 193° de la Ley define que *"[p]ara los efectos de la aplicación de los artículos de este Capítulo, se entiende por tasa de rentabilidad económica la tasa de actualización que iguala, para el conjunto de todas las concesionarias de distribución, los márgenes anuales antes de impuestos actualizados en un período de treinta años, con los VNR de las instalaciones de distribución, incluidas aquellas aportadas por terceros. Se entiende por margen anual antes de impuesto la diferencia entre las entradas de explotación y los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, en el año calendario anterior al que se efectúa el estudio"*.

Por tanto, la tasa de rentabilidad económica, en adelante "r", debe ser tal que se cumpla la siguiente identidad:

$$\boldsymbol{VNR = Mg\ Exp \times \sum_{i=1}^{30} \frac{1}{(1+r)^i}}$$

Donde el "VNR" corresponde al Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución y el "Mg Exp" corresponde al Margen de Explotación dado por la siguiente expresión:

$$Mg\ Exp = Ing\ Exp_{2h}\Big|_{\substack{2015 \\ simulado}} - C\ Exp_{2h}\Big|_{\substack{2015 \\ fijado}}$$

De la expresión anterior, cabe destacar el carácter de "simulado" de los Ingresos de Explotación, en adelante "Ing Exp", y de "fijado" de los Costos de Explotación, en adelante "C Exp", siendo el Ing Exp determinado de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 2 del inciso tercero

del artículo 185° de la Ley, mientras que los C Exp y el VNR son fijados e informados por la SEC, según se indica en el numeral 3 de la misma disposición.

En este contexto, la incorporación del FAPN en el Decreto 11T/2016 busca recoger las diferencias que correspondan por el cambio metodológico en la compra de potencia que, pese a aplicarse a partir del año en que se realizó la fijación tarifaria (2016), no pudo ser considerado durante el ejercicio tarifario debido a que la Ley establece el uso de información fijada el año calendario anterior (2015). Dicha diferencia afectó directamente los Costos de Explotación (C Exp) en su dimensión de compras de potencia y, consecuentemente, el Margen de Explotación, cuyo efecto se representa en la expresión Mg Exp*, según se indica en las siguientes expresiones. En ellas, los subíndices señalan la metodología considerada para las compras de potencia: "2h", para la metodología empleada previo a la aplicación del Decreto 62/2006 en los respectivos decretos de precios de nudo; y, "52h", posterior a su aplicación.

$$\Delta C\ Exp_{52h} = C\ Exp_{52h} - C\ Exp_{2h}$$

$$Mg\ Exp^{*} = Ing\ Exp_{2h} - (C\ Exp_{2h} + \Delta C\ Exp_{52h})$$

$$Mg\ Exp^{*} = Mg\ Exp - \Delta C\ Exp_{52h}$$

Atendido que el VNR no se ve modificado por la metodología de demandas máximas consideradas en el cálculo de las compras de potencia (2h o 52h), con el fin de no alterar la rentabilidad de la industria, el efecto de la diferencia en los Costos de Explotación ($\boldsymbol{\Delta C\ Exp_{52h}}$) debe ser compensado con una variación en los ingresos ($\boldsymbol{\Delta Ing}$), luego:

$$Mg\ Exp = Mg\ Exp^{*} = (Ing\ Exp_{2h} + \Delta Ing) - (C\ Exp_{2h} + \Delta C\ Exp_{52h})$$

Donde $\Delta Ing = \Delta C\ Exp_{52h}$

Finalmente, el FAPN debe ser tal que se cumpla lo siguiente:

$$Ing\ Exp_{2h}(FAPN) = (Ing\ Exp_{2h} + \Delta C\ Exp_{52h})$$

De no considerar el ajuste en la componente de compra de las tarifas, las empresas concesionarias de servicio público de distribución percibirán ingresos por ventas que no se condicen metodológicamente con los costos de compras, alterando así el ejercicio de rentabilidad.

Por tanto, el FAPN debe ser tal que:

a. Permita no alterar el ejercicio de rentabilidad de la industria.

b. Internalice en el proceso tarifario un hecho que no pudo ser recogido producto de las condiciones de cálculo que la Ley establece.
c. Se realice un adecuado traspaso de las compras de potencia de la empresa concesionaria de servicio público de distribución hacia el cliente final.

III. PROCEDIMIENTO

Para calcular el FAPN, la CNE estimó los físicos de facturación del año 2015 asociados a las compras de potencia en base a la información que las propias empresas concesionarias de servicio público de distribución enviaron como respuesta a la Carta CNE N° 523, de 30 de agosto de 2016, en adelante "Carta CNE N°523", cuyo plazo de respuesta fue extendido mediante Carta CNE N° 576, de 9 de septiembre de 2016, previa solicitud de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas realizada a través de la Carta N° 32/2016, recibida por esta Comisión el 7 de septiembre de 2016.

Como respuesta a la Carta CNE N° 523, cada una de las empresas concesionarias debía informar las demandas registradas en los años 2014 y 2015, en cada punto de ingreso de electricidad al sistema de distribución, en kW, cada quince minutos, de todos los suministros que hacen uso del sistema de distribución, información que además debía ser consistente con lo informado a la SEC en el proceso de Costos de Explotación de los años 2014 y 2015.

Adicionalmente, Enel Distribución Chile S.A, a través de carta G.R. Nº 66/2017, de fecha 23 de octubre de 2017; Empresa Eléctrica de Colina Limitada, a través de carta de fecha 23 de octubre de 2017; y, Luz Andes Limitada, a través de carta L.A. Nº26/2017, de octubre de 2017, remitieron a esta Comisión información rectificada de sus respuestas a la Carta CNE N° 523, modificando la asociación al punto de ingreso de electricidad al sistema de distribución, esto es, al punto de ingreso de electricidad a la empresa distribuidora, procurando de esta forma guardar la debida consistencia con lo informado por dichas empresas a la SEC en los procesos de Costos de Explotación de los años 2014 y 2015, tal como fue solicitado por esta Comisión en la Carta CNE N° 523.

Por su parte, mediante Cartas GR N° 82/2017, de fecha 21 de noviembre de 2017; GRSE-055/2017, de fecha 22 de noviembre de 2017; N° 1302789, de fecha 22 de noviembre de 2017; y, GRYP-22/2017, de fecha 22 de noviembre de 2017, las empresas Enel Distribución Chile S.A., Grupo CGE, Grupo SAESA, y Chilquinta Energía S.A., respectivamente, aclararon aspectos de sus respuestas a la Carta CNE N°523, dando cuenta a esta Comisión, en la medida que correspondiera, de la parte de las demandas registradas en los años 2014 y 2015 destinadas a suplir los requerimientos de electricidad de los clientes libres y de peajes.

Luego, la información recibida fue procesada con el fin de identificar los pulsos asociados a la facturación de las compras de potencia correspondientes a clientes de suministros regulados en los sistemas mayores a 200 MW (según metodologías de 2 horas y 52 horas), procurando resguardar la debida consistencia con la metodología empleada por la SEC en el proceso de Costos de Explotación del año 2015. Para lo anterior, se realizó el siguiente procedimiento en la obtención de la $\Delta C\ Exp_{52h}$:

1. Se consideraron los pulsos informados durante los períodos de horas de punta, según lo establecido en los Decretos de Precio Nudo de Corto Plazo, que se encontrasen vigentes para cada período.
2. Se agregaron los pulsos a nivel del punto de ingreso de electricidad a la empresa distribuidora, considerando la misma asociación al punto de ingreso de electricidad al sistema de distribución indicada por las empresas concesionarias en sus respuestas a la Carta CNE N° 523.
3. A este nivel, se identificaron los pulsos asociados a las demandas máximas, revisando para cada mes la ventana móvil de los 12 meses anteriores, incluido el mes en que se factura, rescatando los 2 registros máximos mensuales o los 52 registros máximos horarios dentro de ella, según correspondiese al caso evaluado. Dicho ejercicio consideró que la demanda máxima de cada hora corresponde al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.
4. Una vez identificados los pulsos asociados a las demandas máximas, se obtiene el aporte a ellos de cada uno de los puntos de ingreso de electricidad al sistema de distribución.
5. Dependiendo del caso evaluado, a continuación se calculó el promedio de los 2 o 52 pulsos máximos.
6. Luego, los físicos resultantes del procedimiento descrito en los puntos anteriores se valorizaron en función de los precios unitarios de la potencia en cada uno de los puntos de ingreso de electricidad al sistema de distribución para cada mes, considerado por la SEC en su proceso de fijación de Costos de Explotación del año 2015.
7. Posteriormente, y atendido lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, fijada mediante Resolución Exenta CNE N° 706, de fecha 7 de diciembre de 2017, y publicada en el Diario Oficial el 18 de diciembre del mismo año, en adelante "Norma Técnica de Distribución", para cada empresa concesionaria se determinó un factor que permite incorporar la proporción de las compras de potencia que se verán afectadas por la implementación de las exigencias definidas en el artículo 7-9 transitorio de la Norma Técnica de Distribución, relativas a la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control. Dicho factor se calculó considerando los plazos y exigencias de incorporación de los clientes de suministros regulados al Sistema de Medición, Monitoreo y Control establecidos en la Norma Técnica de Distribución, con el objeto de incorporar en el cálculo del FAPN el potencial efecto de traspaso de clientes a las nuevas opciones tarifarias definidas en el Decreto 11T/2016, que contemplan una

facturación por compras de potencia en base a la metodología de las 52 horas (TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT5 y AT5).

8. Finalmente, para cada empresa concesionaria la diferencia de ambas valorizaciones (2h y 52h) multiplicada por el factor descrito en el numeral 7 precedente, corresponde al efecto en la compra de potencia de los Costos de Explotación, equivalente a la $\Delta C\ Exp_{52h}$.

Según se describió en el título anterior, para cada empresa concesionaria se identificó un FAPN tal que, aplicado dicho factor en las fórmulas tarifarias fijadas en el Decreto 11T/2016, aplicadas sobre la totalidad de suministros efectuados por cada empresa concesionaria mediante sus instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior a la fijación (2015), modifique los Ingresos de Explotación consistentemente, es decir, que la variación de los Ingresos de Explotación simulados sea igual al efecto de la diferencia en los Costos de Explotación ($\Delta Ing = \Delta C\ Exp_{52h}$) y permita recoger las diferencias en las compras de potencia que correspondan. Con todo, la determinación del FAPN deberá buscar que, considerando cuatro decimales, la diferencia entre ambas expresiones ($\Delta Ing = \Delta C\ Exp_{52h}$) sea mínima.

Para el caso particular de la Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante "Coopersol", se procedió a estimar la diferencia señalada en el numeral 8 anterior como un porcentaje de sus Costos de Explotación, calculado en función al peso relativo de dicha diferencia sobre los Costos de Explotación 2015 de las demás empresas distribuidoras sujetas a los mismos períodos de horas punta, esto es, Empresa Eléctrica de Arica S.A., en adelante "EMELARI", Empresa Eléctrica de Iquique S.A., en adelante "ELIQSA", y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., en adelante "ELECDA". Lo anterior, en función a lo indicado por Coopersol en su Carta N° 73/2017, de fecha 27 de noviembre de 2017, donde señala su imposibilidad técnica para dar respuesta a lo solicitado por esta Comisión en la Carta CNE N° 523.

IV. RESULTADOS

Este capítulo resume los resultados obtenidos del ejercicio descrito en el presente Informe Técnico.

En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos en el marco del proceso de fijación de fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2016-noviembre 2020, contenido en su Informe Técnico rectificado y reemplazado a través de la Resolución Exenta CNE N° 371, de 14 de julio de 2017[1].

[1] Para efectos del presente informe, toda referencia a la empresa Chilectra S.A. corresponde a Enel Distribución Chile S.A., consistentemente con su modificación de razón social, informada mediante Carta GER. GEN. N° 197/2016, de fecha 22 de noviembre de 2016.

EMPRESA		Ingresos de Explotación ($) (con FAPN = 1)	Costos de Explotación ($) (Metodología 2 horas)	Valor Nuevo de Reemplazo ($)
COD.	NOMBRE			
1	Emelari	31.910.167.267	28.996.830.511	30.098.449.936
2	Eliqsa	53.326.920.944	48.422.534.353	41.286.745.253
3	Elecda	94.717.167.139	88.275.119.108	72.634.795.120
4	Emelat	57.176.407.237	53.436.567.043	44.674.646.393
6	Chilquinta	259.006.340.522	236.646.235.959	251.481.699.117
7	Conafe	178.032.078.760	161.359.323.553	193.835.999.749
8	Emelca	1.905.592.816	1.667.823.941	818.971.160
9	Litoral	11.791.524.633	9.881.609.408	24.300.767.990
10	Chilectra	956.731.522.092	891.218.311.291	804.973.206.827
12	EEC	8.376.998.896	7.063.185.236	6.505.028.695
13	Til Til	1.501.951.501	1.283.439.182	2.976.339.517
14	EEPA	22.783.357.898	21.382.047.180	20.759.726.780
15	Luz Andes	1.224.109.008	1.045.746.824	3.283.568.216
18	CGED	993.641.342.038	930.042.701.280	731.380.587.435
20	Coopersol	225.922.985	151.442.043	2.260.218.663
21	Coopelan	10.071.709.429	8.417.104.584	28.485.312.712
22	Frontel	107.193.740.450	86.571.614.671	231.071.670.798
23	Saesa	208.006.042.401	185.879.485.680	226.258.937.058
24	Edelaysén	18.184.494.511	15.398.899.934	26.406.622.577
25	Edelmag	25.849.422.592	22.898.067.199	26.004.360.445
26	Codiner	7.177.598.927	6.382.963.865	19.237.611.379
28	Edecsa	5.687.132.371	5.038.725.891	10.696.475.460
29	CEC	8.905.763.452	8.511.539.265	9.160.097.533
31	Luzlinares	14.156.171.406	11.918.463.051	25.705.696.588
32	Luzparral	11.528.406.216	9.618.476.551	28.323.981.017
33	Copelec	18.931.250.458	16.150.629.127	51.639.221.979
34	Coelcha	6.547.338.118	6.017.251.994	17.332.363.480
35	Socoepa	3.967.974.555	3.599.132.702	11.155.151.238
36	Cooprel	4.233.626.742	3.655.667.996	9.983.860.702
39	Luz Osorno	17.006.854.870	13.968.834.075	30.497.858.088
40	CRELL	10.473.932.832	9.022.117.824	17.377.328.942
44	Sasipa	1.997.482.537	2.967.569.248	1.914.346.909

TOTAL	**3.152.270.345.600**	**2.896.889.460.565**	**3.002.521.647.756**

De estos resultados, siguiendo la metodología descrita en el numeral 3 del inciso tercero del artículo 185° de la Ley, se obtiene la tasa de rentabilidad económica agregada del conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas, considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos constantes, y que el valor residual de las instalaciones es igual a cero.

ítems	Monto ($)
Valor Nuevo de Reemplazo	3.002.521.647.756
Costos de Explotación	2.896.889.460.565
Ingresos de Explotación	3.152.270.345.600

Tasa Rentabilidad INDUSTRIA	7,55%

Dicha tasa de rentabilidad, presentada como "Tasa de Rentabilidad INDUSTRIA" en la tabla anterior, debe mantenerse constante con la aplicación del FAPN.

Una vez calculado para cada empresa concesionaria el efecto en la compra de potencia de los Costos de Explotación, ($\Delta C\ Exp_{52h}$), se determinó un único FAPN para cada empresa distribuidora, aplicable a todas las opciones tarifarias reguladas fijadas en el Decreto 11T/2016, tal que modifique los ingresos de explotación consistentemente, es decir, que la variación de los Ingresos de Explotación simulados sea igual al efecto de la diferencia en los Costos de Explotación ($\Delta Ing = \Delta C\ Exp_{52h}$) y permita recoger las diferencias en las compras de potencia que correspondan.

En base a lo expuesto, para cada empresa concesionaria se presentan en la tabla siguiente los Costos de Explotación calculados considerando la metodología de 52 h en las compras de potencia, el factor descrito en el numeral 7 del capítulo III precedente, el FAPN de cuatro decimales que minimiza la diferencia ($\Delta Ing = \Delta C\ Exp_{52h}$) y los Ingresos de Explotación obtenidos a partir de la aplicación de dicho FAPN:

EMPRESA		Costos de Explotación (Metodología 52 horas) ($)	Factor de ajuste por Plan de Adecuación SMMC (NTSyCS Distribución)	FAPN	Ingresos de Explotación (con FAPN) ($)
COD.	NOMBRE				
1	Emelari	28.948.459.989	63,08%	0,9876	31.861.784.308
2	Eliqsa	48.299.560.796	56,58%	0,9816	53.204.050.443
3	Elecda	88.120.998.740	56,20%	0,9872	94.563.600.089
4	Emelat	53.347.618.169	52,58%	0,9833	57.087.196.120
6	Chilquinta	236.284.898.174	62,03%	0,9861	258.644.357.012
7	Conafe	161.053.765.264	55,53%	0,9824	177.725.740.327
8	Emelca	1.661.806.406	63,01%	0,9586	1.899.578.131
9	Litoral	9.693.554.768	69,83%	0,8554	11.603.510.158
10	Chilectra	889.532.435.349	51,32%	0,9875	955.041.602.355
12	EEC	7.031.368.040	67,80%	0,9784	8.345.206.921
13	Til Til	1.260.410.715	64,17%	0,8098	1.478.925.255
14	EEPA	21.307.728.607	60,52%	0,9773	22.709.139.930
15	Luz Andes	1.036.588.874	63,41%	0,9723	1.214.934.800
18	CGED	928.482.985.133	59,09%	0,9829	992.085.221.360
20	Coopersol	151.059.765	73,60%	0,9803	225.539.849
21	Coopelan	8.395.239.984	74,59%	0,9697	10.049.850.192
22	Frontel	86.435.318.756	60,64%	0,9842	107.057.096.971
23	Saesa	185.435.304.106	60,81%	0,9805	207.562.349.001
24	Edelaysén	15.398.899.934	-	1,0000	18.184.499.259
25	Edelmag	22.898.067.199	-	1,0000	25.849.422.592
26	Codiner	6.360.814.614	58,53%	0,9538	7.155.425.478
28	Edecsa	5.030.444.556	51,61%	0,9812	5.678.833.929
29	CEC	8.494.366.926	56,70%	0,9703	8.888.615.232
31	Luzlinares	11.881.646.251	74,82%	0,9620	14.119.378.198
32	Luzparral	9.600.175.034	72,32%	0,9680	11.510.082.603
33	Copelec	16.099.887.414	67,41%	0,9593	18.892.545.601
34	Coelcha	6.011.147.402	53,46%	0,9866	6.545.743.127
35	Socoepa	3.589.632.598	59,95%	0,9704	3.958.473.628
36	Cooprel	3.652.517.767	67,65%	0,9905	4.232.677.617
39	Luz Osorno	13.935.085.796	49,37%	0,9768	16.973.063.983
40	CRELL	8.997.481.210	69,10%	0,9697	10.449.307.324
44	Sasipa	2.967.569.248	-	1,0000	1.997.482.537
TOTAL		**2.891.396.837.582**			**3.146.795.234.330**

Con los valores anteriores y el VNR se procede a calcular la tasa de rentabilidad económica agregada del conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas, considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos constantes, y que el valor residual de las instalaciones es igual a cero, siendo su valor resultante el siguiente:

ítems	Monto ($)
Valor Nuevo de Reemplazo	3.002.521.647.756
Costos de Explotación	2.891.396.837.582
Ingresos de Explotación	3.146.795.234.330

Tasa Rentabilidad INDUSTRIA	**7,55%**

De las tablas anteriores se puede apreciar que, tanto los Ingresos de Explotación como los Costos de Explotación se modifican en igual medida para cada empresa concesionaria, razón por lo cual se mantiene la Tasa de Rentabilidad INDUSTRIA obtenida en el proceso de fijación de fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2016-noviembre 2020.

Por su parte, de acuerdo a lo señalado en el numeral 7.10 del artículo primero del Decreto 11T/2016, el FAPN no se aplica en los Sistemas Medianos.

Respecto a los demás clientes que hacen uso de instalaciones de distribución, a diferencia de los clientes de suministros regulados, la modalidad de compra de potencia responde a lo establecido en los acuerdos que firmen con su respectivo suministrador, por lo que no corresponde traspasar mediante un FAPN los efectos asociados a un cambio en la metodología de compras de potencia para clientes de suministros regulados.

Por todo lo anterior, y consistentemente con el ejercicio realizado en el presente Informe Técnico, los suministros en sistemas medianos y a los demás clientes que hacen uso del sistema de distribución, a diferencia de los clientes de suministros regulados, se les deberá aplicar un FAPN igual a uno.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Ministerio de Energía

Artículo Segundo: Comuníquese la presente resolución al Ministerio de Energía para efectos de la tramitación del respectivo decreto.

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

Anótese, comuníquese y publíquese.

REPUBLICA DE CHILE
SECRETARIO EJECUTIVO
Comisión Nacional de Energía

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

JMA/ISD/XOC/SBV/LCE/MCV/mhs

Distribución:
- Ministerio de Energía;
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- Departamento Jurídico CNE;
- Departamento Eléctrico CNE;
- Archivo CNE.