

C-017/2017

Clasificación: Publicado en cumplimiento al DS 23T.

Versión: 1.0

CÁLCULO DE LOS PAGOS POR PEAJES, CARGOS ÚNICOS E INGRESO TARIFARIO REAL POR TRAMO DEL SISTEMA TRONCAL DEL SING. INFORME REVISIÓN ANUAL 2016

PERÍODO TARIFARIO: 2016-2019

Autor	Dirección de Peajes
Fecha Creación	31/03/2017
Última Impresión	31/03/2017
Correlativo	C-017/2017
Versión	1.0

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
1.0	Rafael Carvallo C.

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio
31-03-2017	Dirección de Peajes	1.0	Aplicación DS 23T.

REVISORES

Nombre	Cargo
José Miguel Arévalo A.	Jefe Departamento de Peajes
Jorge Venegas F.	Ingeniero de Peajes
Danae Salazar P.	Ingeniero de Peajes
Diego Huarapil H.	Ingeniero de Peajes

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
	A disposición de todos los interesados en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO.

CONTROL DEL DOCUMENTO	2
Aprobación	2
Registro de Cambios	2
Revisores	2
Distribución	2
1. PRESENTACIÓN	4
2. TRAMOS DEL SISTEMA TRONCAL DEL SING	5
3. BASES DE CÁLCULO	7
3.1 REPRESENTACIÓN TOPOLÓGICA DEL SING.	7
3.1.1 BARRAS DEL SISTEMA.	7
3.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.	7
3.2 PARQUE GENERADOR.	7
3.3 RESTRICCIONES GLOBALES DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.	7
3.4 DEMANDA DEL SISTEMA.	7
3.5 PARQUE GENERADOR Y SISTEMA DE TRANSMISIÓN.	8
3.6 PLAN DE MANTENIMIENTOS DE UNIDADES.	8
3.7 OPERACIÓN ESPERADA DEL SING PARA EL AÑO 2016.	8
3.8 POTENCIA CONECTADA DE USUARIOS FINALES.	9
4. DETERMINACIÓN DE INGRESO TARIFARIO POR TRAMO Y CARGOS UNICOS.	10
4.1 INGRESOS TARIFARIOS REALES DE ENERGÍA Y POTENCIA POR TRAMO.	10
4.2 PAGOS POR APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 79 DEL DFL4.	10
4.3 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS.	10
4.3.1 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS FINALES CON POTENCIA CONECTADA INFERIOR O IGUAL A 2.000 kW.	10
4.3.2 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS FINALES CON POTENCIA CONECTADA MAYOR A 2.000 kW.	11
4.3.3 PAGOS POR APLICACIÓN DE CARGOS ÚNICOS Y PEAJES UNITARIOS A USUARIOS FINALES.	12
4.4 DIFERENCIAS POR APLICACIÓN DE CARGOS ÚNICOS Y PEAJES UNITARIOS POR BARRA DE RETIRO.	12
5. RESULTADOS Y RELIQUIDACIÓN DE PAGOS.	14
5.1 RESULTADOS DE PEAJES y AJUSTE DE PAGOS DE PUB Y cue.	14
5.2 RELIQUIDACIÓN DE PAGOS	14
6. ANEXOS	15

1. PRESENTACIÓN

El presente informe muestra el cálculo de los pagos por peajes de inyección, pagos por peajes de retiro, ajuste cargo único y peaje unitario, e ingreso tarifario real por tramo correspondiente a la revisión anual del año 2016, según lo dispuesto en el numeral 1 letra b) del artículo segundo del Decreto Supremo N° 23 T, publicado en el Diario Oficial el 03.02.2016:

b) Informe de revisión anual de los cálculos señalados en la letra anterior, para los informes correspondientes al Período Tarifario, conforme se señala en el numeral 3. del presente artículo. Cada informe deberá comunicarse antes del 31 de marzo del año siguiente a cada año del Período Tarifario.

El procedimiento aplicado está de acuerdo a lo establecido en los numerales 2 y 3 del artículo segundo del DS 23T. En particular en el numeral 3 se indica:

Transcurrido cada año calendario del Período Tarifario, la DP deberá revisar, y modificar si corresponde, los pagos de peajes, cargos únicos e ingresos tarifarios por tramo determinados para el año calendario en revisión.

Para el cumplimiento de lo señalado, la DP deberá actualizar lo siguiente:

a) Reliquidación de los montos de los peajes de inyección y de los montos de los peajes de retiro entre empresas generadoras y transmisoras a que se refieren las letras e) y h) del numeral 2.1. del presente artículo, por concepto de lo señalado en la letra b) del numeral 3.2. del mismo;

b) Reliquidación entre empresas generadoras de los peajes unitarios de retiro y cargos únicos, por concepto de lo señalado en la letra a) del numeral 3.2. del presente artículo;

c) Reliquidación y ajuste entre ingresos tarifarios esperados y reales entre empresas generadoras y transmisoras. Sin perjuicio de lo señalado, se podrán reliquidar mensualmente los montos de ingresos tarifarios esperados versus los reales, a prorrata del uso de las instalaciones troncales; y

d) En caso de que corresponda, se deberá calcular o actualizar la retribución mensual de propietarios de las centrales generadoras afectadas por el retraso en la entrada en operación de proyectos de expansión de transmisión troncal, habiéndose establecido que dicho atraso es imputable al responsable de dicha ampliación. Esta retribución será equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron por congestión, debido a la limitación de capacidad en el tramo respectivo a consecuencia del atraso. El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora, por este concepto, no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.

Los pagos por peajes, cargos únicos e ingreso tarifario real por tramo correspondiente a la revisión anual del año 2016 se calcularon sobre la base de la demanda efectiva o real del sistema.

Los resultados del cálculo del informe y los antecedentes utilizados se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional (www.coordinadorelectrico.cl), en Inicio > Informes y Documentos > Sistema Interconectado del Norte Grande > Pagos por Transmisión > Sistema de Transmisión Troncal > Informes Anuales de Pago -> Seleccionar año.

2. TRAMOS DEL SISTEMA TRONCAL DEL SING

En el numeral 1 del Artículo Primero del DS 23 T se define el Sistema de Transmisión Troncal (STT) del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Tramo		Área de Influencia Común (AIC)	Código Asignado
	De Barra	A Barra		
1	Tarapaca 220	Lagunas 220	-	TSING-01
2	Tarapaca 220	Lagunas 220	-	TSING-02
3	Crucero 220	Maria Elena 220	-	TSING-03a
4	Maria Elena 220	TO Quillagua 220	-	TSING-03b
5	TO Quillagua 220	Lagunas 220	-	TSING-03c
6	Crucero 220	Nueva Victoria 220	-	TSING-04
7	Nueva Victoria 220	Lagunas 220	-	TSING-05
8	Crucero 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING-06
9	Antucoya 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING-08
10	Antucoya 220	Miraje 220	AIC SING	TSING-08
11	Central Atacama 220	Antucoya 220	AIC SING	TSING-08
12	Central Atacama 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING-09
13	Central Atacama 220	Miraje 220	AIC SING	TSING-09
14	Miraje 220	Encuentro 220 I	AIC SING	TSING-08
15	Miraje 220	Encuentro 220 II	AIC SING	TSING-09
16	Laberinto 220	El Cobre 220	AIC SING	TSING-17
17	Crucero 220	Laberinto 220 I	AIC SING	TSING-18
18	Crucero 220	Laberinto 220 II	AIC SING	TSING-19
19	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	-	TSING-20
20	Condores 220	Parinacota 220	-	TSING-22
21	Tarapaca 220	Condores 220	-	TSING-23
22	Encuentro 220	El Tesoro 220	AIC SING	TSING-26
23	Encuentro 220	El Arriero 220	AIC SING	TSING-26
24	El Arriero 220	El Tesoro 220	AIC SING	TSING-26
25	Esperanza 220	El Tesoro 220	AIC SING	TSING-27
26	Central Atacama 220	Ohiggins 220	AIC SING	TSING-31
27	Salar 220	Calama 220	AIC SING	TSING-32
28	Crucero 220	Salar 220	AIC SING	TSING-33
29	Crucero 220	Chuquicamata 220	AIC SING	TSING-34
30	Salar 220	Chuquicamata 220	AIC SING	TSING-35

En la tabla siguiente se indica el VATT de los tramos del STT del SING, expresados en miles de dólares americanos (MUS\$), indexados a Diciembre de 2016.

Número	Tramo		AVI	COMA	VATT
	De Barra	A Barra	[MUS\$/año]	[MUS\$/año]	[MUS\$/año]
1	Antucoya 220	Encuentro 220	0	0	0
2	Antucoya 220	Miraje 220	681	91	772
3	Central Atacama 220	Antucoya 220	2,172	292	2,464
4	Central Atacama 220	Encuentro 220	0	0	0
5	Central Atacama 220	Miraje 220	2,569	341	2,910
6	Central Atacama 220 ¹	Ohiggins 220	2,555	468	3,023

¹ Entrada en operación desde el 25-11-2016.

Número	Tramo		AVI	COMA	VATT
	De Barra	A Barra	[MUS\$/año]	[MUS\$/año]	[MUS\$/año]
7	Condores 220	Parinacota 220	6,751	1,118	7,869
8	Crucero 220	Chuquicamata 220	1,619	273	1,892
9	Crucero 220	Encuentro 220	1,533	290	1,822
10	Crucero 220	Laberinto 220 I	4,056	632	4,688
11	Crucero 220	Laberinto 220 II	4,194	655	4,849
12	Crucero 220	María Elena 220	586	131	717
13	Crucero 220	Nueva Victoria 220	2,302	453	2,755
14	Crucero 220	Salar 220	1,893	337	2,230
15	Encuentro 220	El Tesoro 220	2,242	417	2,659
16	Esperanza 220	El Tesoro 220	684	133	817
17	Laberinto 220	El Cobre 220	790	146	936
18	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	1,701	335	2,035
19	María Elena 220	TO Quillagua 220	2,211	249	2,460
20	Miraje 220	Encuentro 220 I	319	42	361
21	Miraje 220	Encuentro 220 II	597	81	678
22	Nueva Victoria 220	Lagunas 220	719	136	855
23	Salar 220	Calama 220	979	198	1,177
24	Salar 220	Chuquicamata 220	897	209	1,106
25	Tarapaca 220	Condores 220	2,111	390	2,501
26	Tarapaca 220	Lagunas 220	3,114	538	3,652
27	TO Quillagua 220	Lagunas 220	2,939	365	3,304
28	Encuentro 220	El Arriero 220	2,217	412	2,629
29	El Arriero 220	El Tesoro 220	25	5	30

En planilla 2017.03.20 Indexación VATT 2016 se presentan los valores del AVI, COMA y VATT agrupados por propietario y expresados en miles de dólares (MUS\$), indexados para cada mes del año 2016.

En la siguiente tabla se presentan las obras de ampliación que se han considerado durante el año 2016, incluyendo su VI en USD y su fecha de inicio de operación comercial, según lo informado en el sitio web del coordinador.

Ampliación	VI[USD]	Fecha Op. Comercial
Ampliación S/E Laguna 220 kV	5,416,455	25-03-2016
Banco de Condensadores de 60 MVAR		
Cambio TCC paños J1 y J2		
Ampliación S/E Encuentro 220 kV	6,218,965	29-03-2016
Aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero - Encuentro		30-03-2016
Cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero		29-03-2016
Barra Seccionadora en 220 kV en S/E Tarapacá	4,991,291	29-06-2016
S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV (Mirage)	12,906,572	30-06-2016

3. BASES DE CÁLCULO

Para fines del cálculo de los pagos por peajes, cargos únicos e ingreso tarifario real por tramo correspondiente a la revisión anual del año 2016, en la condición 3.2 del Artículo Segundo del DS 23 T, se indica que:

“Para el cumplimiento de lo señalado en el numeral 3.1 del presente artículo, según corresponda, la DP deberá utilizar la siguiente información real de la operación:

- a) Demanda efectiva o real del sistema, y su comportamiento.*
- b) Fecha efectiva de entrada y salida de centrales generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de transmisión troncal, y*
- c) Ingresos tarifarios reales por tramo.”*

A continuación, se detalla cada uno de los puntos de las bases de cálculo.

3.1 REPRESENTACIÓN TOPOLÓGICA DEL SING.

3.1.1 BARRAS DEL SISTEMA.

En lo que respecta al presente informe, el SING se representa por un modelo de 113 barras. En el Anexo 2 se presentan las barras del sistema.

3.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

En el Anexo 3 se presentan los tramos que conforman el sistema de transmisión representado en el modelo del SING. La topología del sistema de transmisión corresponde a aquella que se presentó durante el año 2016.

3.2 PARQUE GENERADOR.

El presente informe contempla la totalidad del parque generador existente durante el año 2016. En el Anexo 4 se presentan las potencias máximas brutas despachables y los consumos propios de las unidades generadoras del SING, los costos variables de producción, precios de combustibles de centrales térmicas y otros parámetros de las unidades para la determinación del programa de generación del año 2016.

Los precios de combustibles de centrales térmicas corresponden a los utilizados en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre de 2015.

3.3 RESTRICCIONES GLOBALES DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.

Para los combustibles carbón, Diesel y Fuel Oil se consideró una disponibilidad completa.

Para el combustible GNL, se considera la información de disponibilidad de GNL proporcionada por los Coordinados para la Programación de la Operación de Corto Plazo. En el Anexo 8, se detalla la energía mensual despachable con GNL por empresa generadora.

3.4 DEMANDA DEL SISTEMA.

Los valores de demanda utilizados corresponden a las demandas efectivas o reales del sistema, informadas por las empresas generadoras para la elaboración de los informes de valorización de transferencias que mensualmente emite la DP. En el caso del intercambio internacional con el sistema argentino SADI, se ha considerado como una demanda en la barra Andes 220 en las horas respectivas.

En el Anexo 5, se presenta la demanda considerada para el año 2016. La demanda se representa mediante una curva cronológica correspondiente a bloques de duración de cuatro horas y amplitud igual al promedio de las demandas que componen cada bloque.

3.5 PARQUE GENERADOR Y SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

A continuación, se indica un resumen con las centrales e instalaciones de transmisión que se incorporaron durante el año 2016 y su fecha de entrada:

Nuevas Centrales:

Nombre	Propietario/Operador	Tecnología	Fecha Sincronización	Potencia Nominal [MW]	Barra Conexión
ANDES SOLAR	AES GENER	Solar	10-02-2016	21	Andes 220
CCH1	COCHRANE	Carbón	23-02-2016	244.86	Cochrane 220
CCH2	COCHRANE	Carbón	31-07-2016	244.74	Cochrane 220
SIERRA GORDA ESTE	EGP SUR	Eólico	09-12-2016	90	El Arriero 220
FINIS TERRAE	EGP SUR	Solar	06-01-2016	6	Encuentro 220
PAMPA CAMARONES FV	ENGIE	Solar	07-05-2016	6	Vitor 110
UJINA	ENORCHILE	Diesel	30-03-2016	30	Collahuasi 220
KELAR	TAMAKAYA	GNL	18-07-2016	532.46	Kapatur 220

Nuevas instalaciones de Transmisión:

Tramos Incorporados	Fecha Entrada
Angamos 220->Kapatur 220	02-05-2016
Kapatur 220->Laberinto 220	02-05-2016
Kapatur 220->Ohiggins 220	02-05-2016
Antucoya 220->Miraje 220	30-06-2016
Miraje 220->Encuentro 220 I	30-06-2016
Central Atacama 220->Miraje 220	25-11-2016
Miraje 220->Encuentro 220 II	25-11-2016
Central Atacama 220->Ohiggins 220	25-11-2016
Ohiggins 220->Domeyko 220	25-11-2016
Encuentro 220->El Arriero 220	09-12-2016
El Arriero 220->El Tesoro 220	09-12-2016

3.6 PLAN DE MANTENIMIENTOS DE UNIDADES.

El plan de mantenimiento mayor para las unidades generadoras, considerado para el año 2016 se encuentra detallado en el Anexo 1, y corresponde al utilizado en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre de 2015.

3.7 OPERACIÓN ESPERADA DEL SING PARA EL AÑO 2016.

Las proyecciones incluidas en este informe provienen de programaciones de mediano y largo plazo, elaboradas de forma tal que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del SING, minimizan el costo total actualizado de operación y de racionamiento en el período de estudio. La minimización se realiza para el conjunto de las instalaciones de generación y transporte del sistema, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Los escenarios de operación están definidos por los bloques de la curva cronológica de demanda y para un año de simulación. Dado que cada día se representa por seis bloques, se tiene un total de 2196 escenarios en los cuales se determina la operación esperada anual. Además, dado que los escenarios de operación están relacionados con variables intertemporales, la optimización de la operación se realiza en etapas de 1 semana.

Para las centrales de tecnología solar y eólica se ha utilizado en Plexos una representación de su generación mediante perfiles horarios. Los perfiles mencionados se obtuvieron mediante una técnica de agrupamiento (obtención de “clusters”) basado en un algoritmo² de minimización del error cuadrático medio³.

El perfil horario de la central eólica Valle de los Vientos se determinó a partir de la información de generación real del período agosto 2014 a diciembre de 2016.

Para las centrales solares María Elena y Pozo Almonte 3 se determinaron perfiles horarios trimestrales a partir de la información de generación real del período de los años 2014 – 2016. El perfil de generación creado desde los datos de la central María Elena fue asignado a las centrales solares instaladas al sur de la S/E María Elena, en tanto que para las centrales solares ubicadas al norte de ella se asignó el perfil de generación de la central Pozo Almonte 3. Esta información se encuentra detallada en el Anexo 4.

Respecto de la indisponibilidad de las unidades generadoras, ellas se tratan en las simulaciones mediante fallas aleatorias, de manera tal que las fallas de una unidad corresponden a su tasa de salida forzada. La tasa de salida forzada de cada unidad⁴ corresponde a la obtenida de la estadística de fallas del período enero 2011 a septiembre 2015, utilizada para el cálculo preliminar de potencia firme del año 2016.

La modelación considera las políticas de operación que estuvieron vigentes durante el año 2016. En particular, la modelación incluye restricciones de capacidad de transmisión en líneas y la operación de líneas en estados abierto o cerrado. Ver detalle en Anexo 9.

Las proyecciones anteriores son utilizadas para determinar, entre otros, las participaciones de las inyecciones y barras de consumo en el STT del SING, en adelante usos esperados anuales, así como también las inyecciones anuales esperadas de los generadores, según el despacho proyectado por la DP para el año 2016, conforme lo señala el artículo 102 del DFL4. Los usos esperados anuales de generadores y barras se indican en la planilla 2017.03.31 CALPET IRA16_v01.

3.8 POTENCIA CONECTADA DE USUARIOS FINALES.

En relación a la Potencia Conectada de usuarios finales se deben considerar las siguientes definiciones dispuestas en los numerales 13) y 29) del Artículo 330 del DS327:

- Potencia Conectada : Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final, dada la capacidad del empalme.
- Empalme : Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del cliente, a la red de suministro de energía eléctrica.

En planilla 2017.03.31 CALPET IRA16_v01 se detallan los valores de Potencia Conectada de los usuarios finales. Se entiende que los usuarios finales sujetos a regulación de precios poseen una potencia conectada menor a 2.000 kW.

² Li, Qun; Huang, Xinyuan; , "Research on Text Clustering Algorithms," Database Technology and Applications (DBTA), 2010 2nd International Workshop on , vol., no., pp.1-3, 27-28 Nov. 2011.

³ Algoritmo desarrollado en Matlab

⁴ A excepción de los motores Diesel, para los cuales se utilizan las tasas de falla del Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo de octubre 2015.

4. DETERMINACIÓN DE INGRESO TARIFARIO POR TRAMO Y CARGOS UNICOS.

Las expresiones de cálculo de Peajes e Ingresos Tarifarios Esperados por Tramo se encuentran en documento “Modelos de Simulación y Participación de Flujos. Decreto Tarifario Troncal N° 23T/2015.”, publicado en sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

4.1 INGRESOS TARIFARIOS REALES DE ENERGÍA Y POTENCIA POR TRAMO.

Los Ingresos Tarifarios Reales por Tramo por concepto de Energía corresponden a los determinados por la DP y publicados en los informes de valorización de transferencias de los meses correspondientes.

Los Ingresos Tarifarios reales por concepto de potencia corresponden a los ingresos tarifarios que se encuentran publicados en el anexo “Ingresos por Tramo” del Informe de Balance Definitivo de Potencia Firme 2016, que ha sido publicado el 31 de marzo de 2017 en el sitio web del coordinador⁵.

Se hace notar que en los IVT's del período enero a marzo de 2016, en algunos de los tramos de transmisión adicional que fueron calificados como tramos troncales en aplicación del Decreto 23T, no se asignaron los IT's a los propietarios de dichos tramos. Para esos tramos, en ese período, se considera un IT real asignado igual a cero.

Los Ingresos Tarifarios Reales de Energía y Potencia se pueden consultar en Anexo 7.

4.2 PAGOS POR APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 79 DEL DFL4.

Para el período enero-diciembre 2016, se consideran los medios de generación renovable no convencionales con las condiciones de aplicación de pago indicadas en Anexo 10.

Las centrales que tienen excedentes de potencia inferiores a 9 MW se encuentran exentas de pagos por concepto de la aplicación del Artículo 79 del DFL4 (dado lo mencionado en el artículo 25 transitorio letra B de la ley 20.936), y lo establecido en el Decreto Supremo 244⁶ de 2005. Las centrales que tienen excedentes de potencia entre 9 MW y 20 MW se encuentran parcialmente exentas, de acuerdo a la normativa antes indicada.

4.3 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS.

Los cargos únicos de usuarios finales se determinan en forma anual y se aplican para cada mes mediante una indexación⁷.

4.3.1 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS FINALES CON POTENCIA CONECTADA INFERIOR O IGUAL A 2.000 KW.

El numeral 5.1 del Artículo Segundo del DS61, indica lo siguiente:

“Para los usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, la DP calculará un Cargo Único Esperado Anual, en adelante “CUE2”, por concepto de uso del sistema troncal en proporción

⁵ Estos informes se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional (www.coordinadorelectrico.cl), en [Informes y Documentos > SING > Informes y Estudios > Transferencias entre Empresas > Pagos Transferencias de Potencia.](#)

⁶ “Aprueba Reglamento de Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”.

a sus consumos de energía, considerando la totalidad de los peajes por retiro mensuales esperados, asignables a estos para la remuneración del sistema troncal y la energía total retirada por o para este segmento de usuarios finales en todas las barras del sistema.

Para calcular el CUE2, primero se determinará el monto de pago que resulta multiplicar el peaje unitario de retiro calculado para cada barra de consumo modelada, por los correspondientes consumos regulados de la barra, llamado aporte monetario. Luego la sumatoria de estos aportes monetarios será dividida por la energía total regulada del respectivo sistema.....”.

El CUE2 está dado por las siguientes expresiones:

$$CUE2^m = \frac{\sum_b PU_b^{index_m} \cdot E2_b}{E2} \quad [US\$/MWh] \quad (1)$$

- $CUE2^m$: Cargo Único Esperado Anual para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, indexado al mes m , [US\$/MWh].
- $E2_b$: Energía de la barra b retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW.
- $E2$: Energía total retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW.

4.3.2 CARGOS ÚNICOS DE USUARIOS FINALES CON POTENCIA CONECTADA MAYOR A 2.000 KW.

El numeral 5.2 del Artículo Segundo del DS 23 T, indica lo siguiente:

“Para los usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW, la DP calculará un peaje unitario de retiro y un Cargo Único Esperado Anual, en adelante “CUE15”. A todos los consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 se les aplicará respectivamente los cargos únicos señalados, conforme al artículo 102° de la Ley. A los consumos de energía efectuados por sobre la potencia señalada, se les aplicará el peaje unitario de retro que corresponda.

Para calcular el CUE15, primero se determinará el monto de pago que resulta multiplicar el peaje unitario de retiro calculado para cada barra de consumo modelada, por la correspondiente energía consumida hasta 15.000 kW, llamado aporte monetario. Luego la sumatoria de estos aportes monetarios será dividida por toda la energía consumida hasta esta potencia en el sistema.”.

Cabe recordar que la ley 20.936 mantiene el régimen de pago y su metodología según lo indicado en el artículo 25 transitorio letra B. Dado lo anterior, para fines de este informe que presenta el cálculo anual del año 2016, corresponde determinar el CUE15.

El CUE15 está dado por las siguientes expresiones:

$$CUE15^m = \frac{\sum_b PU_b^{index_m} \cdot E15_b}{E15} \quad [US\$/MWh] \quad (2)$$

- $CUE15^m$: Cargo Único Esperado Anual para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW, indexado al mes m [US\$/MWh].
- $E15_b$: Energía de la barra b retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW.
- $E15$: Energía total retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW.

4.3.3 PAGOS POR APLICACIÓN DE CARGOS ÚNICOS Y PEAJES UNITARIOS A USUARIOS FINALES.

Una vez determinados los peajes unitarios por barra de retiro y los cargos únicos, se pueden determinar los montos de los pagos mensuales correspondiente a cada uno de los usuarios finales. A continuación se presentan las expresiones para la determinación de estos pagos:

- a) Usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW:

$$P2_{ret}^{m,b,r} = CUE2^m \cdot \frac{(E2_{b,r})}{12} \quad [US\$/mes] \quad (3)$$

- b) Usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW:

$$P15_{ret}^{m,b,r} = CUE15^m \cdot \frac{(E15_{b,r})}{12} \quad [US\$/mes] \quad (4)$$

- c) Usuarios finales con potencia conectada superior a 15.000 kW:

$$PS_{ret}^{m,b,r} = PUB_b^{index_m} \cdot \frac{(ES_{b,r})}{12} \quad [US\$/mes] \quad (5)$$

Donde:

$P2_{ret}^{m,b,r}$: Pago mensual por concepto de aplicación del CUE2, indexado al mes m , correspondiente al retiro r de la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, [MUS\$/mes].
$P15_{ret}^{m,b,r}$: Pago mensual por concepto de aplicación del CUE15, indexado al mes m correspondiente al retiro r de la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW, [MUS\$/mes].
$PS_{ret}^{m,b,r}$: Pago mensual por concepto de aplicación de peajes unitarios por barra de retiro, indexado al mes m , correspondiente al retiro r de la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada superior a 30.000 kW, [MUS\$/mes].
$E2_{b,r}$: Energía anual del retiro r la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, [MWh].
$E15_{b,r}$: Energía anual del retiro r la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW, [MWh].
$ES_{b,r}$: Energía anual del retiro r la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada superior a 15.000 kW, [MWh].

4.4 DIFERENCIAS POR APLICACIÓN DE CARGOS ÚNICOS Y PEAJES UNITARIOS POR BARRA DE RETIRO.

En el inciso último del numeral 5 del Artículo Segundo del DS 23 T, se indica lo siguiente:

“Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos únicos y los pagos efectuados por la aplicación de peajes unitarios de retiro, serán determinadas por la DP y deberán ser reliquidadas por los transmisores, como parte del proceso de revisión anual a

que refiere la letra b) del numeral 3.1 del presente artículo, entre las empresas generadoras que retiran energía del sistema troncal.”

5. RESULTADOS Y RELIQUIDACIÓN DE PAGOS.

5.1 RESULTADOS DE PEAJES Y AJUSTE DE PAGOS DE PUB Y CUE.

El detalle de pagos por peajes de inyección, peajes de retiro, repercusión de pago de peaje de retiro en usuarios finales con potencia conectada mayor a 15 MW, ajuste de pagos de peajes unitarios por barra y cargos únicos esperados, se pueden consultar en las planillas "2017.03.31 Peaje Inyección IRA16_v01", "2017.03.31 Peaje Retiro IRA16_v01", "2017.03.31 Peaje Retiro Clientes PUB IRA16_v01", "2017.03.31 Ajuste PUB CUE_v01", respectivamente, las cuales están publicadas en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Además, los cargos únicos esperados de los segmentos 2 MW y 15 MW, y peajes unitarios por barra, se pueden consultar en las planillas "2017.03.31 Cargos Unico CUE2 y CUE15 IRA16_v01" y "2017.03.31 Peaje Unitario IRA16_v01".

El resumen de pagos de peaje de inyección y peaje de retiros, que las empresas usuarias del Sistema de Transmisión Troncal deben pagar a las empresas de transmisión troncal, se presentan en la Planilla "2017.03.31 Resumen Pagos Peajes IRA16_v01".

5.2 RELIQUIDACIÓN DE PAGOS

Los pagos de la reliquidación corresponden a las diferencias entre: los pagos mensuales determinados (que corresponden a los pagos que resultan de la elaboración del presente informe) y los pagos mensuales efectivamente realizados durante el año 2016 conforme fue presentado en los informes mensuales de peaje troncal. Los pagos presentados en los informes mensuales de 2016 corresponden a la aplicación del Decreto Tarifario 23 T.

Los montos correspondientes a los pagos mensuales determinados fueron indexados y expresados en moneda nacional utilizando el valor del dólar promedio del mes anterior al mes en el que hubiera correspondido efectuar el pago.

Los pagos de la reliquidación corresponden a la suma de las diferencias mensuales entre los pagos determinados y los pagos efectivamente realizados.

Los pagos de la reliquidación actualizados corresponden a la suma de las diferencias mensuales actualizadas de los pagos determinados y los pagos efectivamente realizados mediante la aplicación de la tasa de interés correspondiente. La tasa de interés, monto, plazo, fórmula de cálculo y otras precisiones, se aplican de acuerdo a lo dispuesto en el Procedimiento DP "Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses".

Los pagos por reliquidación actualizados que deben efectuarse entre las empresas corresponden a los conceptos de: peajes de inyección, peajes de retiro, repercusión de pago de peaje de retiro en usuarios finales con potencia conectada mayor a 15 MW, ajuste de pagos de peajes unitarios por barra y cargos únicos esperados, de cargos únicos esperados de 2MW y 15 MW. Adicionalmente, se determinan pagos de IT's reales de tramo desde el propietario a quien se le asignó el IT en los Informes de Valorización de transferencias (IVT's) a cada uno de los demás propietarios del tramo, a prorrata de su participación en la propiedad del tramo.

Por otra parte, es del caso señalar que las centrales generadoras que no entraron en operación durante el año 2016, se les determinó un pago de peajes de inyección igual a cero. En consecuencia, en la reliquidación de pagos se determina la devolución actualizada de los pagos de peaje de inyección que fueron presentados en los informes mensuales de peaje del año 2016.

El detalle de los pagos por los conceptos anteriores se encuentra en la planilla " 2017.03.31 Reliquidacion de Pagos del STT_v01".

Los pagos de la reliquidación actualizados cuyos montos sean negativos dan lugar a notas de crédito y aquellos cuyos montos sean positivos a notas de débito a ser emitidas por las empresas propietarias del STT.

6. ANEXOS

Anexo 1: Mantenimiento Mayor (planilla "2017.03.20 MM.xlsx").

Anexo 2: Barras (planilla "2017.03.20 Barras.xlsx").

Anexo 3: Instalaciones de transmisión (planilla "2017.03.20 Tramos.xlsx").

Anexo 4: Centrales (planilla "2017.03.31 Centrales.xlsx").

Anexo 5: Curva cronológica de demanda (planilla "2017.03.20 Curva de demanda cronológica.xlsx").

Anexo 6: Generación esperada (planilla "2017.03.20 Generacion Anual esperada.xlsx").

Anexo 7: IT 2016 reales de energía y potencia (planilla "2017.03.31 IT Real IRA16_v01").

Anexo 8: Energía mensual con GNL (planilla: "2017.03.20 Gen_GNL_IRA.xlsx")

Anexo 9: Operación de Líneas (planilla: "2017.03.31 Operación Líneas 2016.xlsx")

Anexo 10: Factores de Exención (planilla: "2017.03.20 Factor de exencion.xlsx")