

**ACTUALIZACIÓN ANUAL
DEL
PLIEGO TARIFARIO 2009-2013**

AÑO 4
1/JULIO/2012 AL 30/JUNIO/2013

abril de 2012

INDICE

SUMARIO

INTRODUCCION

1.	PREMISAS Y MARCO LEGAL.....	7
1.1.	TRÁMITE Y CALENDARIO	7
1.2.	METODOLOGÍA GENERAL DE ACTUALIZACIÓN.....	7
1.3.	HORIZONTE DE ANÁLISIS.....	9
1.4.	CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA.....	9
1.5.	CONCILIACIÓN POR DÉFICIT DE INGRESO	10
2.	FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR ...	11
3.	FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD	12
3.1.	CONCILIACIÓN POR LEY 45 DE 2004	13
3.2.	DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA.....	14
3.3.	CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA.....	15
3.4.	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL Dem&Cap.....	16
4.	FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS.....	17
4.1.	FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS.....	17
4.2.	INVERSIONES REALIZADAS:.....	19
4.3.	INVERSIONES ESTRATÉGICA:	23
4.4.	INVERSIONES REPROGRAMADAS.	23
4.5.	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL (CAES fechas) ...	24
5.	FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS SERVICIOS DEL CND.	25
6.	FACTOR DE AJUSTE POR GENERACIÓN OBLIGADA.....	26
7.	TARIFAS ACTUALIZADAS.....	29
7.1.	CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT).....	30
7.2.	CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI).....	30
7.3.	CARGOS POR CONEXIÓN	31
8.	ANEXOS.....	32

SUMARIO

El presente documento contiene el detalle de cálculos y criterios empleados para la actualización de los cargos por servicios de transmisión del Año Tarifario No. 4, el cual inicia el 1 de julio de 2012 y termina el 30 de junio de 2013.

Esta actualización se basa en la metodología establecida en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión, contenida en el Reglamento de Transmisión (RT), aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Los factores de ajuste para la presente actualización son los siguientes:

- Ajuste por diferencias de ingreso, debido a variaciones de las fechas de entrada o salida de equipamientos, cuyo Coeficiente de Actualización Estructural (**CAES_i**) resultó ser de **0.9514**, debido al atraso de los proyectos de inversión. (Anexo No. 18)
- Ajuste por variaciones de ingresos originados en diferencias de la demanda o la capacidad instalada prevista, frente a la demanda o capacidad instalada real, reflejando un CAES_i de **1.0651** (Anexo No. 17)
- Ajuste por variaciones de precios, medidas a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC), cuyo resultado fue de **1.0823** (Anexo No. 16)
- Ajustes por cambios en los requerimientos de generación obligada, y otros costos adicionales del mercado mayorista, relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1, con un factor de ajuste de **1.0011** (Anexo No. 19)

Los cargos del Año Tarifario No. 4 que se actualizan en este informe, corresponden al Pliego Tarifario aprobado mediante Resolución No. AN No. 2912 de 28 de agosto de 2009, modificada, por la Resolución AN No. 3454 del 22 de abril de 2010 y AN No. 4524 del 23 junio de 2011, en lo que respecta a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión. (Anexo No. 23.1 y 23.2).

El Factor de Ponderación (FP) de servicios brindados por el CND no fue aplicado, debido a que, luego de la Auditoría, cuyos resultados fueron recibidos mediante la nota DSAN-0588-2011 del 15 de marzo del 2011 (Anexo No. 23.3 y 23.7), inicia el plazo para realizar las acciones correctivas orientadas a mejorar los procesos del CND, de acuerdo a lo establecido en el Art. 207 del Reglamento de Transmisión.

A. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se actualizan con los cuatro primeros factores descritos anteriormente, los cuales en conjunto producen un incremento de **9.79%**.

El siguiente cuadro presenta los Cargos por Uso actualizados, expresados en Balboas / kW / año.

Cuadro No.1
 CARGOS POR USO DEL
 SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 AÑO TARIFARIO No. 4
 (Balboas/KW/Año)

Zona	Cargos Modificados (*)		Cargos Actualizados	
	Generación	Demanda	Generación	Demanda
1	16.72	0.00	18.36	0.00
2	34.94	3.63	38.36	3.99
3	33.46	4.10	36.74	4.50
4	16.86	0.00	18.51	0.00
5	8.79	5.30	9.65	5.82
6	0.00	7.51	0.00	8.25
7	0.00	14.15	0.00	15.54
8	0.00	3.39	0.00	3.72
9	0.00	7.77	0.00	8.53
10	28.64	6.43	31.45	7.06

(*) según Resolución AN No.4524-Elec de 23 de junio 2010

B. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

La actualización de los cargos por Servicio de Operación Integrada (SOI) reflejan impactos por variaciones de precios, presentando un incremento promedio de 8.23% detallados en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 2
CARGOS POR SERVICIO DE OEPRACIÓN INTEGRADA (SOI)
AÑO TARIFARIO No.4
(Balboas / KW Mes)

APROBADOS			
AGENTES	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Generadores	0.1553	0.0877	0.0676
Agentes Consumidores	0.2329	0.1315	0.1014
ACTUALIZADOS			
AGENTES	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Generadores	0.1681	0.0949	0.0732
Agentes Consumidores	0.2521	0.1423	0.1097

C. CARGOS POR CONEXIÓN

Los Cargos por Conexión, se actualizan sólo por variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), con los siguientes resultados:

Cuadro No.3
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (*)
AÑO TARIFARIO No. 4

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión		
Miles B./Salida		
CXS34.5 Barra Sencilla	47.86	28.42
CXS34.5 Interruptor y Medio	78.23	46.46
CXS115 Barra Sencilla	124.17	73.76
CXS115 Interruptor y Medio	179.77	106.78
CXS230 Interruptor y Medio	262.75	156.07
CXS230 Barras Sencillas	126.17	N/A
Transformadores		
Miles B./MVA		
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	10.65	6.32
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	7.35	4.36
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	7.33	4.35
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.81	4.05
Líneas		
Miles B./km		
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	17.97	10.67
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	27.01	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	19.77	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	29.99	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	28.25	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	38.32	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	32.85	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)		
Miles B./Salida		
1 IP - 230 KV	203.63	N/A
2 IP - 230 KV	380.68	N/A
1 IP - 115 KV	130.71	N/A
2 IP - 115 KV	244.18	N/A
1 IP - 34.5 KV	70.85	N/A
2 IP - 34.5 KV	113.83	N/A

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Actualización Estructural por Índice de Precios al Consumidor : 1.0823

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de las subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR con un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

NA No aplica.

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de este documento es presentar los cálculos y criterios empleados en la actualización del Pliego Tarifario, para la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Adicionalmente, en coherencia con el mandato del Artículo 161 del Reglamento de Transmisión, en el cual se establece que ETESA deberá poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de las actualizaciones tarifarias anuales, en la página Web de ETESA, se pretende ir más allá, suministrando un documento que sirva de comprensión y guía metodológica a los clientes que deseen incursionar en el conocimiento y entendimiento de los cálculos de actualización.

El documento se divide en las siguientes secciones:

1. **Premisas y marco legal:** En esta sección se presentan los elementos más importantes del marco legal, normativo, cronológico y metodológico que rige para las actualizaciones tarifarias.
2. **Factor de ajuste por cambios del índice de precios al consumidor:** Comprende el detalle de los cálculos que permiten incorporar la variación de precios en las tarifas.
3. **Factor de ajuste por cambios en la demanda y la capacidad prevista:** describe el mecanismo de ajuste relacionado con las variaciones que tuvieron las variables demanda máxima y capacidad instalada.
4. **Factor de ajuste por fechas de ingreso de equipamientos:** En esta sección se describe el cálculo de ajuste por cambios de fecha de los proyectos comprometidos en el período tarifario evaluado, así como también una breve descripción de los motivos que han condicionado el desarrollo cronológico esperado.
5. **Factor de ajuste por Generación Obligada y otros cargos del mercado mayorista:** en esta sección se presenta la metodología propuesta por ETESA para el ajuste de este factor, así como los datos analizados y los cálculos realizados.
6. **Factor de ajuste por servicios suministrados por el CND:** se presenta un resumen del marco regulatorio establecido, para evaluar el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND, la cual de acuerdo a las obligaciones reglamentarias no aplica para este período.
7. **Pliego tarifario actualizado:** Presenta detalle de los cargos aprobados y actualizados por los diferentes factores de ajuste.

Adicionalmente, se incluye una sección de anexos, en los cuales se compendian los datos y la documentación asociada a los cálculos de actualización.

Este documento aporta al objetivo de **Transparencia** de nuestra gestión, como parte de nuestra misión empresarial.

1. PREMISAS Y MARCO LEGAL

El objetivo de la actualización es corregir las desviaciones de las variables estimadas que fueron utilizadas para determinar el ingreso permitido, frente a los resultados reales, para garantizar la viabilidad técnica y económica del sistema de transmisión y el cobro justo por el servicio brindado.

A continuación se presentan los aspectos generales que establece la Ley 6, de 3 de febrero de 1997, respecto al proceso de actualización tarifaria.

1.1. TRÁMITE Y CALENDARIO

La Ley No.6 ordena, a ETESA, comunicar al Regulador y publicar, por lo menos en dos diarios de circulación nacional¹, los nuevos valores del Pliego Tarifario, con sesenta días o más de anticipación a su aplicación.

En consecuencia, la actualización anual de los cargos tarifarios que deben aplicarse a partir del 1 de julio de cada año, tiene como normativa:

- **Comunicar los cálculos de actualización a la ASEP, a más tardar el 13 de abril de cada año.**
- **Publicar anualmente los cargos actualizados la última semana de abril.**

1.2. METODOLOGÍA GENERAL DE ACTUALIZACIÓN

En términos generales la metodología de actualización consiste en la multiplicación de los cargos aprobados, por los factores de ajuste de cada variable a evaluar, según corresponda.

Estos factores de ajuste, permiten actualizar las tarifas en función de los cambios de las variables más importantes del pliego tarifario de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Cargo actualizados} = \text{Cargos aprobados} \times \text{CAES}_{\text{IPC}} \times \text{CAES}_{\text{Fecha}} \times \text{CAES}_{\text{D\&C}} \times \text{CAES}_{\text{GA}} \times \text{F}_{\text{PSCND}}$$

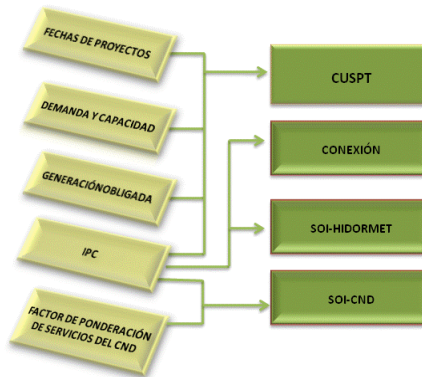
¹ **Artículo 99. Actualización de las tarifas.** Durante el período de vigencia de cada fórmula tarifaria, las empresas de distribución y las de transmisión podrán actualizar las tarifas base, aprobadas por el Ente Regulador para el período respectivo, utilizando el índice de precio de energía comprada en bloque y las fórmulas de ajuste establecidas por el Ente Regulador, las cuales tomarán en cuenta el índice de precio al consumidor emitido por la Contraloría General de la República. Cada vez que estas empresas actualicen las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores al Ente Regulador y publicarlas con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, por lo menos, dos veces en dos diarios de circulación nacional. (Modificado mediante Decreto-Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998).

- Cargo_{actualizados}: cargos que pagarán a ETESA, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión que rigen a partir del 1 / julio/2012 al 30/junio/2013.
- IPC: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.
- CAES Fecha: Variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo.
- CAES D&C: Variaciones en la demanda y/o capacidad instalada respecto a lo previsto.
- FGA: Variaciones en las estimaciones de los costos de generación obligada y otros cargos adicionales del mercado eléctrico.
- FPSCND: Factor de ponderación de servicios del Centro Nacional de Despacho (CND).

El Régimen de Transmisión vigente establece la metodología para la actualización anual del Pliego Tarifario:

- Los cargos por uso se actualizan para tener en cuenta **i)** los cambios con respecto a lo planificado en los ingresos o egresos efectivos de equipamientos; **ii)** las variaciones por diferencia entre la demanda o la capacidad instalada de generación prevista y la demanda o capacidad instalada de generación real; **iii)** los cambios en los requerimientos de generación obligada previstos y otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Reglamento de Transmisión y **iv)** el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por la Contraloría General de la República.
- Los cargos por conexión sólo se actualizan en función del IPC.
- Los cargos por Servicios de Operación Integrada, se actualizan según el componente que se trate: i) los cargos por Servicios de Hidrometeorología se actualizan sólo por el IPC; ii) los cargos por el Centro Nacional de Despacho, se actualizan por IPC y por el Factor de Ponderación (FP) de calidad de servicios suministrados durante el año tarifario precedente.

En el siguiente diagrama se esquematiza el flujo de información o variables que afectan a cada uno de los cargos que componen el pliego tarifario de transmisión.



1.3. HORIZONTE DE ANÁLISIS

El horizonte de análisis se define en función de los cargos que serán actualizados y las fórmulas de actualización, tomando en consideración el tiempo requerido para realizar los cálculos de actualización y la publicación de la actualización con la antelación prevista por la Ley No. 6 de 1997.

Cuadro No. 4

Horizonte de Análisis de Datos Año Calendario n-1	Tiempo requerido para la elaboración del informe y realizar cálculos	Período de Publicación	Establecido por la Ley 6 (60 días de anticipación)	Período de aplicación de cargos que serán actualiz. Año Tarifario No. 4
* Para variaciones de fechas de entrada y salida de equipamiento Año 2011 *Para variación de demanda y capacidad Año 2011	Enero -Abril/2012	última semana de abril 2012	mayo a junio/2012	1/julio/2012-30/junio/2013

Los datos a considerar, para los cálculos de actualización de los cargos por servicios de transmisión, deben corresponder a los registros del año calendario anterior al inicio de la vigencia del año que se actualiza. La presente actualización aplica al Año Tarifario No. 4, que inicia el 1/julio/2012 y termina el 30/junio/2013; en consecuencia, en la actualización se confrontan los datos previstos, frente a los datos reales del año calendario 2011.

1.4. CARGOS BASE PARA LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Los cargos base, para la actualización tarifaria del Año No. 4, sobre los cuales se aplican los Coeficientes de ajustes estructurales antes mencionados, corresponden a:

- Los Cargos por Conexión y Servicios de Operación Integrada aprobados por la ASEP, mediante la Resolución No. AN No. – 2912-Elec del 28 de agosto de 2009.
- Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión modificados por la ASEP, mediante las resoluciones AN No. 3454-Elec, de 22 de abril de 2010 y AN No.4524, de 23 de junio de 2011.

1.5. CONCILIACIÓN POR DÉFICIT DE INGRESO

En las actualizaciones, el monto resultante de la multiplicación de los cargos aprobados por la capacidad instalada y demandas máximas prevista debe coincidir con el Ingreso Máximo permitido, para el Sistema Principal de Transmisión aprobado (ISPTP_{aprobado}), a precios constantes.

Sin embargo, los CUSPT_{aprobado}, mediante la Resolución AN No. 2912, fueron calculados con base en ingresos a valor presente, en lugar de a valores constantes.

En consecuencia los ingresos del período tarifario, calculados con el procedimiento indicado anteriormente, presentaron un déficit, respecto al ingreso previsto constante de 33.0 millones de balboas.

A continuación se presenta la serie completa del IMP a precios constantes y a valor presente con las respectivas diferencias anuales.

DÉFICIT DE CARGOS POR USO, POR AÑO CALENDARIO 2009-2013
(Miles de Balboas)

AÑOS TARIFARIOS	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	TOTAL
IPSPT A PRECIOS CONSTANTES	40,302	42,378	45,728	48,578	176,986
IPSPT A VALOR PRESENTE	38,253	36,333	35,413	33,980	143,979
DÉFICIT DE INGRESOS (DIFERENCIA U\$ A COBRAR, MENOS U\$ APROBADO)					
A PRECIOS CONSTANTES	-2,049	-6,045	-10,315	-14,598	-33,007

Con el objeto de mantener la coherencia de los cálculos de la actualización del CAES_{D&C} con los datos utilizados para los CUSPT_{Aprobados}, la serie de referencia de valores constantes fue ajustada (Serie de Referencia B).

En la serie ajustada:

- El ISPTP del año No. 1 se mantiene, considerando que los CUSPT del año No.1 aprobados, calculados con datos a valor presente, fueron aplicados durante su vigencia y no serán modificados.
- El ISPTP de los años 2, 3 y 4, se corrigieron sumándole el valor actualizado del déficit del año, importe que se recupera, con la aplicación de los cargos modificados por la revisión extraordinaria aprobada por la ASEP, mediante resolución No. AN No. 3454 de 22 de abril del 2010.
- El ISPTP de los años 3 y 4 corresponde al valor constante tal como fue aprobado.

A continuación se presentan las series completas de IMPSP, a precios constantes, (serie de referencia A) y corregida para el cálculo del CAES por demanda y capacidad, denominada en este documento “Serie de Referencia B”.

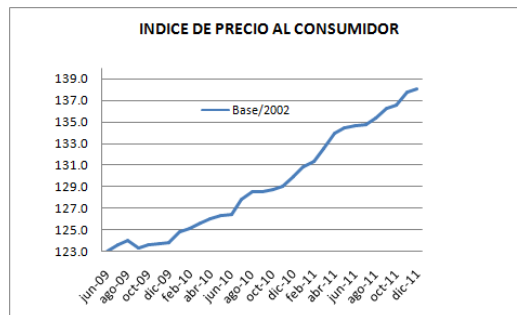
DETALLE		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	TOTAL
A PRECIOS CONSTANTES	B/ Miles	38,253	42,378	45,728	48,578	174,937
DÉFICIT ACTUALIZADO AÑO 2	B/ Miles		2,269			2,269
SERIE REFERENCIA CORREGIDA A						-
PRECIOS CONSTANTES	B/ Miles	38,253	44,647	45,728	48,578	177,206

Serie Referencia (B)

2. FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) de junio del 2009 con relación a diciembre del 2011 presentó un crecimiento 12%, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfica No. 1



Sin embargo, el ajuste en este concepto se calcula con base a la fórmula tarifaria establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión vigente, cuyos elementos se subrayan en la siguiente expresión:

$$\text{Cargoi} = \underline{[(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i / \text{IPC}_0))]} \times \text{CAES}_i \times \text{Cargoi}$$

Siguiendo la metodología del Régimen Tarifario de Transmisión, los valores de IPC a utilizar en el presente ajuste corresponden a:

- i) IPC_0 = junio de 2009 como fecha base de cálculo, en la cual se elaboró el Pliego Tarifario original y,
- ii) IPC_i = diciembre de 2011, resaltados en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4

INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR NACIONAL URBANO
 Índice de Precio Base 2002

	2009	2011
Enero.....	121.1	130.8
Febrero.....	121.5	131.3
Marzo.....	122.3	132.5
Abril.....	122.8	133.9
Mayo.....	122.4	134.4
Junio.....	123.0	134.6
Julio.....	123.6	134.7
Agosto.....	124.0	135.3
Septiembre.....	123.3	136.3
Octubre.....	123.6	136.6
Noviembre.....	123.7	137.8
Diciembre.....	123.8	138.1

IPCo Base de los cálculos
 Dic. Año i-1

A continuación se desarrolla la fórmula, con los datos correspondientes.

$$\begin{aligned} \text{Factor de Ajuste IPC} &= [(0.33 + 0.67 (138.1/123.0))] \\ &= 0.33 + (0.67 * 1.12276423) \\ &= 0.33 + 0.75225203 \\ &= 1.0823 \end{aligned}$$

El ajuste en concepto de variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), a diciembre del 2011, conduce a un aumento en los cargos por servicios de transmisión de 8.23% (Anexo No.16).

3. FACTOR DE AJUSTE POR DEMANDA Y CAPACIDAD

El factor de ajuste por incremento o decremento de ingresos debidos a variaciones de la demanda máxima y la capacidad instalada prevista, frente a la demanda máxima y la capacidad instalada real, utilizado en la actualización de los cargos CUSPT, se calcula con la siguiente fórmula estipulada por el Régimen Tarifario de Transmisión vigente:

$$CAES_i = \left[\left[\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1} \right] + /- \left[IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1} \right] \right] / \sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$$

Donde:

CAES_i: es el Coeficiente de Actualización Estructural.

- **IPSPT n-1prev n-1** es el ingreso previsto para el año anterior a la fecha de diciembre de n-1. Dicho ingreso se calcula mediante el producto de los cargos aprobados originalmente, multiplicados por la **demanda y capacidad prevista** utilizada en el Modelo de Cargos por Uso del Pliego Tarifario.
- **IPSPT n-1reales n-1** es el ingreso real en el año anterior a la fecha de diciembre de n-1. Este ingreso se obtiene de multiplicar los cargos aprobados originalmente, por la demanda y la capacidad **real facturada**, durante el horizonte de análisis.
- $\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$ es la sumatoria del ingreso previsto para los años tarifarios (i) restantes a la fecha de diciembre de n-1.

3.1. CONCILIACIÓN POR LEY 45 DE 2004

La Ley 45 de 2004 en el Capítulo III, Artículo 9, establece que los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas con capacidad de 10 MW o menos y los primeros 10MW de las centrales con capacidad instalada de hasta 20 MW, no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión. Adicionalmente, la Ley 45, señala que los mismos no deben ser traspasados a los usuarios.

Por tal motivo, la capacidad instalada exonerada, los cargos que le corresponden, y los ingresos dejados de percibir, asociados a las mini-hidroeléctricas consideradas en los cálculos del Pliego Tarifario vigente, que no puede ser facturada por ETESA, se detallan en las siguientes tablas

Cuadro No. 5

LEY 45 EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. INGRESO DE CARGOS POR USO NO PERCIBIDO POR ETESA CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA DE GENERADORES HIDROELECTRICOS ENTRE 5-20 MW (*)				
DETALLE	01/Julio/2009- 30/Junio/2010 (MW)	01/Julio/2010- 30/Junio/2011 (MW)	01/Julio/2011- 30/Junio/2012 (MW)	01/Julio/2012- 30/Junio/2013 (MW)
-Zona 3 (ALGARROBOS)	7.40	9.86	9.86	9.86
-Zona 3 (MENDRE)	9.88	10.00	10.00	10.00
-Zona 3 (MENDRE 2)	-	-	0.67	8.00
-Zona 4 (CONCEPCION)	10.00	10.00	10.00	10.00
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	10.00	10.00
-Zona 4 (PREREGALITO 2)	-	-	10.00	10.00
-Zona 5 EL FRAILE	-	-	3.19	5.47
-ZONA 5 LA HUACA	-	-	1.26	5.05
-Zona 1 BAJO FRIO	-	-	-	9.33
- Zona 4 PANDO	-	-	-	5.33
- Zona 4 MONTE LIRIO	-	-	-	8.61
- Zona 4 RP - 490	-	-	-	4.14
- Zona 4 BAJOS DE TOTUMA	-	-	-	2.52
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	-	8.33
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	16.86
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	-	7.50
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	-	7.50
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	-
TOTAL	27.28	29.86	54.98	121.64
CARGOS APROBADOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (B./kW)				
-Zona 3 (ALGARROBOS)	36.25	47.75	30.02	33.46
-Zona 3 (MENDRE)	36.25	47.75	30.02	33.46
-Zona 3 (MENDRE 2)	36.25	47.75	30.02	33.46
-Zona 4 (CONCEPCION)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 4 (PREREGALITO)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 4 (PREREGALITO 2)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 5 EL FRAILE	10.95	13.22	12.03	8.79
-ZONA 5 LA HUACA	10.95	13.22	12.03	8.79
-Zona 1 BAJO FRIO	29.62	35.86	14.63	16.72
- Zona 4 PANDO	14.53	30.80	23.68	16.86
- Zona 4 MONTE LIRIO	14.53	30.80	23.68	16.86
- Zona 4 RP - 490	14.53	30.80	23.68	16.86
- Zona 4 BAJOS DE TOTUMA	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 3 (COCHEA)	36.25	47.75	30.02	33.46
-Zona 4 (TABASARA)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 4 (PERLAS SUR)	14.53	30.80	23.68	16.86
-Zona 10 (BONYIC)	38.36	44.76	33.04	28.64
INGRESOS DE CARGOS POR USO DEJADOS DE PERCIBIR				
-Zona 3 (ALGARROBOS)	268.3	470.8	296.0	330.0
-Zona 3 (MENDRE)	358.2	477.5	300.2	334.6
-Zona 3 (MENDRE 2)	-	-	20.1	267.7
-Zona 4 (CONCEPCION)	145.3	308.0	236.8	168.6
-Zona 4 (PREREGALITO)	-	-	236.8	168.6
-Zona 4 (PREREGALITO 2)	-	-	236.8	168.6
-Zona 5 EL FRAILE	-	-	38.4	48.1
-ZONA 5 LA HUACA	-	-	15.2	44.4
-Zona 1 BAJO FRIO	-	-	-	156.0
- Zona 4 PANDO	-	-	-	89.9
- Zona 4 MONTE LIRIO	-	-	-	145.2
- Zona 4 RP - 490	-	-	-	69.8
- Zona 4 BAJOS DE TOTUMA	-	-	-	42.5
-Zona 3 (COCHEA)	-	-	-	278.8
-Zona 4 (TABASARA)	-	-	-	-
-Zona 4 (PERLAS NORTE)	-	-	-	128.4
-Zona 4 (PERLAS SUR)	-	-	-	128.4
-Zona 10 (BONYIC)	-	-	-	-
TOTAL	771.7	1,256.3	1,380.5	2,565.4

(*) La capacidad instalada prevista de los años 3 y 4, fue modificada por la Resolución AN No. 4524 de 23/06/2010

En consecuencia, los ingresos que no se obtendrán, por efecto de la aplicación de la Ley 45 del 2004, se deducen de la serie de referencia “B”, para obtener el nuevo ingreso anual de años tarifarios, con el siguiente resultado:

Cuadro No.6

COEFICIENTE DE AJUSTE ESTRUCTURAL=CAES_{D&C}

PERÍODO ANALIZADO: AÑO CALENDARIO 2011

INGRESOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD Y CUSPT SIN ACTUALIZAR

DATOS DEL MODELO=AÑOS TARIFARIOS	01/jul/2009- 30/jun/2010	01/jul/2010- 30/jun/2011	01/jul/2011- 30/jun/2012	01/jul/2012- 30/jun/2013	
Ingreso Anual (Años Tarifarios Aprobados)	38,253	44,647	45,728	48,578	Serie B
Menos:					
Exoneración	772	1,256	1,380	2,565	Serie Referencia C
SUB TOTAL	37,481	43,391	44,348	46,013	

El propósito de este ajuste es no traspasar a los CUSPT actualizados del siguiente año, el déficit que se produce por la falta de facturación de estos cargos, en cumplimiento de la Ley 45 del 2004.

La “Serie de Referencia C” es la que se utiliza en los cálculos del CAES de demanda y capacidad.

3.2. DEMANDA PREVISTA VS FACTURADA

La variación de la demanda prevista, respecto a la demanda facturada, calculada como el promedio de la facturación mensual del primer y segundo semestre del 2011 (Anexo 3, 4 y 5), se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro No.7

DEMANDA (MW)

DETALLE	DEMANDA				PREVISTA VS FACTURADA			
	enero-junio/2011		julio-diciembre/2011		enero-junio/2011	julio-diciembre/2011	PROMEDIO	Participación Porcentual
	PREVISTA (a)	FACTURADA (b)	PREVISTA (d)	FACTURADA (f)				
EDEMET	629.4	648.0	651.8	651.8	18.6	-	18.58	20%
S/E Llano Sánchez	114.8	124.4	119.5	119.5	9.7	-	9.68	
S/E Chorrera	98.5	104.4	102.4	102.4	5.9	-	5.93	
S/E Panamá	416.2	419.1	429.9	429.9	3.0	-	2.97	
Mega Depot	-	-	-	-	-	-	-	
ELEKTRA	465.3	531.2	488.3	488.3	65.9	-	65.86	71%
Colón (S/E BLM)	111.1	111.1	115.6	115.6	-	-	-	
Panamá (S/E Panamá)	353.4	419.0	371.9	371.9	65.6	-	65.58	
Cañitas Aserradero (S/E Bayano)	0.8	1.1	0.8	0.8	0.3	-	0.28	
Bussines Park	-	-	-	-	-	-	-	
Gran Cliente Cemex (Zona 7)	-	-	-	-	-	-	-	
EDECHI	103.04	110.97	106.80	106.80	7.93	-	7.93	8%
S/E Progreso T1 y T2 34.5 (más Charco Azul)	25.3	25.3	26.1	26.1	-	-	-	
S/E Charco azul 115-25 (Z/1)	-	-	-	-	-	-	-	
S/E Caldera 115-19	7.2	7.2	7.4	7.4	-	-	-	
S/E Mata del Nance 34.9 (más MN 34 -10+11+15)	70.6	78.5	73.3	73.3	7.9	-	7.93	
S/E Mata del Nance 34 (10+11+15)	-	-	-	-	-	-	-	
CPSA	8.3	8.7	8.3	8.3	0.4	-	0.41	0%
Bocas Fruit	-	-	-	-	-	-	-	
PTP - Cañazas	21.6	21.6	21.5	21.5	-	-	-	
Changuinola	12.4	13.0	12.9	12.9	0.6	-	0.60	0.6%
TOTAL	1,240.00	1,333.38	1,289.43	1,289.43	93.4	-	93.38	100%
					Respecto a lo Previsto		4%	

El análisis muestra que la demanda facturada fue 4% superior a la prevista, debido al Ajuste de la Demanda Máxima Anual No Coincidente facturada en el 2011, de la cual se destaca ELEKTRA con 71% de participación (Anexo No. 6.)

3.3. CAPACIDAD PREVISTA VS FACTURADA

La capacidad instalada promedio facturada durante el año 2011 fue 1,791.35 MW, mientras que la prevista incorporada en los cálculos tarifarios era de 1,937.8 MW, como se muestra en los Anexos 7 y 8, de los cuales se presenta el siguiente resumen:

Detalle	Enero-junio	Julio-dic.	Promedio
Capacidad Prevista	1,765	2,105	1,935
Capacidad Facturada	1,703	1,880	1,791
Variación	-62	-225	-143
Variación %	-4%	-11%	-7%

Esta variación se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro No.8

CAPACIDAD MW				
Detalle	ene/jun-2011	jul-dic-2011	Promedio	Participación %
-Zona 7 (copesa)	(46.00)	(46.00)	(46.00)	32.1%
-Zona 3 (MENDRE)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	0.4%
-Zona 9 (TERMICA DEL CARIBE o EL GIRASOL)	(0.17)	(0.17)	(0.17)	0.1%
-Zona 9 (ACP COLON)	-	-	-	0.0%
-Zona 9 (ACP COLON-PAMI)	23.26	-	11.63	-8.1%
-Zona 2 LORENA	-	(33.80)	(16.90)	11.8%
-Zona 2 PRUDENCIA	-	(46.67)	(23.34)	16.3%
-Zona 1 BAITUN	-	(29.57)	(14.79)	10.3%
-Zona 10 CHAN 1	-	1.06	0.53	-0.4%
-Zona 2 GUALACA	(12.60)	(2.10)	(7.35)	5.1%
-Zona 1 (BAJO DE MINA)	(26.20)	(56.00)	(41.10)	28.7%
-Zona 4 PEDREGALITO 2	-	(0.83)	(0.42)	0.3%
-Zona 4 PEDREGALITO 1	-	(10.00)	(5.00)	3.5%
TOTAL	(62.26)	(224.63)	(143.45)	100%

La variación de la capacidad instalada se explica por lo siguiente:

- **COPESA:** De conformidad a lo instruido por la ASEP mediante nota No. DSAN-1148 del 26 de mayo de 2010, la facturación a la Corporación Panameña de Energía, S.A., (COPESA), fue suspendida, a partir del 1 de mayo del 2010, debido al incumplimiento de lo dispuesto en el literal a) del artículo 27 del Reglamento de Transmisión, (Anexo No. 10)
- La entrada en operación comercial de La Central Hidroeléctrica Mendre con capacidad instalada de 19.20MW, en lugar de la prevista de 19.75MW. Tomando en consideración la aplicación de la Ley 45 de 2004, sólo se factura la porción de la capacidad instalada que no está exonerada 9.20MW previsto, presentando una diferencia de 0.55MW que no se inyecta al sistema.

- El Giral está operando con una capacidad instalada de 50.35 MW, 0.17 MW menos de lo previsto.
- La Autoridad del Canal de Panamá (Colón) recibió una facturación de ajuste por potencia anual máxima inyectada superior a la prevista (PAMI) por 23.26 MW en noviembre 2011.
- Las minihidroeléctricas (Lorena, Prudencia y Baitún) con una capacidad prevista en el Pliego Tarifario vigente de 110.04MW, no fueron facturadas debido a que no iniciaron operación comercial durante el año 2011.

-Zona 2 LORENA	(33.80)
-Zona 2 PRUDENCIa	(46.67)
-Zona 1 BAITUN	(29.57)
TOTAL (MW)	(110.04)

- La Central Hidroeléctrica Chan 1, con una capacidad prevista de 203.90MW, inicia operación comercial con 204.96MW proporcionalmente, facturándose 12 días en noviembre y 30 días de diciembre del 2011.
- GUALACA, con una capacidad prevista de 12.60 MW en el primer semestre del período analizado, no entró en operación comercial. Para el segundo semestre en la prevista se consideró que debía incorporar al sistema 2.10MW lo cual no cumplió.
- La Central Hidroeléctrica Bajo de Mina, propiedad de la empresa IDEAL PANAMÁ, S.A., se encuentra en un proceso de litigio en la ASEP, razón por la cual el CND no ha certificado la entrada en operación.
- Las centrales hidroeléctricas Pedregalito 1 y Pedregalito 2, iniciaron su operación comercial, certificada por el CND desde diciembre de 2011 y facturadas a partir del 2012. (Anexo No. 23.4 Y 23.5).

3.4. COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL Dem&Cap

A continuación se presenta el resumen de los cálculos del coeficiente de ajuste estructural (CAES) por cambios de demanda y capacidad, cuyo detalle se presenta en el Anexo No. 17

- El IPSPT previsto, calculado con la demanda y capacidad prevista corresponden a 43.8 millones de balboas.
- El IPSPT real, calculado con la demanda y capacidad real facturada, ascienden a 39.4 millones de balboas.
- La sumatoria del IPSPT, de los años restantes del período tarifario, obtenidos del Modelo de Cargos por Uso, corresponden a 68.1 millones de balboas.

La fórmula establecida en el RT, para medir el efecto de la variación en la demanda y capacidad prevista en los Cargos por Uso, del Año tarifario No. 4, es la siguiente:

$$CAES_i = \left[\frac{\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i} \right] \pm \frac{IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i}$$

COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL = CAES

CA	$\frac{\sum_n^4 IPSPT_{i,n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i}$	\pm	$\frac{IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1}}{\sum_n^4 IPSPT_i}$
	68,186	.	43,863.18
	68,186		
	68,186	.	4,439
	68,186		

CA 1.0651

El ajuste a los Cargos por Uso aprobado, por variación de la capacidad y demanda facturada respecto a la prevista, resulta en un incremento de 6.5%.

4. FACTOR DE AJUSTE POR FECHAS DE INGRESO DE EQUIPAMIENTOS

El objetivo de este ajuste está orientado a la evaluación del cumplimiento del cronograma previsto de proyectos de inversión a incorporarse al Sistema Principal de Transmisión, durante el año calendario 2011, tal como fueron considerados en el Ingreso Máximo Permitido 2009-2013, consiguientemente; en el Pliego Tarifario vigente.

4.1. FECHAS DE INGRESO EFECTIVO DE PROYECTOS COMPROMETIDOS EN TARIFAS

Del total de las inversiones comprometidas en tarifas para el 2009-2010 y 2011 se ha ejecutado el 50%, y reprogramado el 50% como se puede apreciar en el siguiente cuadro. En la hoja denominada: "Plan de Expansión", se resalta en amarillo el rango de datos [AC5:AN75], correspondientes al año calendario 2011.

Cuadro No.9

Año Calendario	APROBADO	EJECUTADO	REPROGRAMADO
(Millones de Balboas)			
2009	29.55	24.52	5.03
2010	8.14	3.61	4.53
2011	37.27	3.41	33.86
Sub-Total SPT	74.96	31.54	43.42
Estratégicas	11.95	11.95	0.00
TOTAL	86.91	43.49	43.42
Estructura			
2009	100%	83%	17%
2010	100%	44%	56%
2011	100%	9%	91%
Sub-Total SPT	100%	42%	58%
Estratégicas	100%	100%	0%
TOTAL	100%	50%	50%

En dicha hoja el monto de las inversiones postergadas se suman en los respectivos renglones de inversión del siguiente año, con el objetivo de mantener la coherencia del modelo,

Es importante señalar, que el movimiento de las inversiones postergadas, para el año calendario siguiente al analizado, no afecta el resultado del CAES objeto de la actualización en curso, dado que, en dicho cálculo, sólo se deben considerar las inversiones efectivamente realizadas durante el año analizado (2011).

Las inversiones previstas en el SPT a iniciar operación comercial en el año calendario 2011, suman 37.2 millones de balboas, y se adelantaron inversiones en flota vehicular por un monto de 330,0 miles de balboas de las cuales se ejecutaron 3.74 millones de balboas, equivalente al 10%, reprogramándose el 91%. (Anexo No. 15)

Cuadro No.10
AÑO 2011 (Millones de B./.)

INVERSIONES APROBADAS EN TARIFAS						
Detalle	Prevista		Real		Reprogramada	
	Monto	Fecha	Fecha	Monto	Fecha	Monto
SISTEMA PRINCIPAL 2011-						
Nueva S/E Las Guías 230 KV	3.34	jul-11			1-Jan-14	3.34
Línea Santa Rita - Panamá II 115 KV	7.45	jul-11			12-Nov-13	7.45
S/E Santa Rita - Cáceres 115 KV	3.57	jul-11			12-Nov-13	3.57
S/E Santa Rita 115 KV	3.07	jul-11			6-Sep-13	3.07
Adición S/E Panamá II 230 KV	1.76	jul-11			6-Sep-13	1.76
L/T Guasquitas - Fortuna - Changuinola. Adición 2do Circuito 230 KV	4.44	jul-11			29-Mar-12	4.44
Adición S/E Changuinola 230 KV	2.12	jul-11			29-Mar-12	2.12
Adición S/E Guasquitas 230 KV	2.12	jul-11			29-Mar-12	2.12
Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	3.56	jul-11			15-Jul-12	3.56
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa II	1.48	mar-11	2-Jul-11	1.02	1-Jul-12	0.45
Reemp. Interruptores 115 KV S/E Panamá	0.70	ene-11	23-Aug-11	0.70		
Edificio ETESA	1.70	jul-11			1-Jul-13	1.70
Equipo de informática	0.29	jul-11			1-Jul-12	0.29
Reemplazo flota vehicular	0.18	jul-11	14-Sep-11	0.18		
Migración VHF a UHF (adelantó)	1.52	ene-11	ene-10	1.52		
SUB TOTAL	37.27			3.41		
Más:						
Inversiones Adelantadas						
Flota Vehicular del 2012		dic-12	14-Sep-11	0.22		
Flota Vehicular del 2013		jun-13	14-Sep-11	0.11		
TOTAL	37.27		Ejecutado	3.74		33.86
				10%		91%

El Cuadro No. 11, ilustra las inversiones reprogramadas de los años calendarios 2009 y 2010, para ejecutarse en el 2011 por un total de 10.7 millones de balboas. De estas inversiones se ejecutó el 14% postergándose el resto. El mayor impacto en este resultado, lo ejerce la inversión de construcción del edificio sede de ETESA, postpuesto.

Cuadro No. 11
Inversiones Reprogramadas (Millones de B./.)

REPROGRAMADAS DEL 2009 Y 2010	PREVISTA		REAL		REPROGRAMADA	
	Fecha	Monto	Fecha	Monto	Fecha	Monto
Edificio de ETESA 2009	jul-11	3.80			1-Jul-14	3.80
Edificio de ETESA 2010	jul-11	4.95			1-Jul-14	4.95
Equipo de informática	jul-11	0.55	29-Oct-11	0.55		
Equipo de informática	jul-11	0.52			1-Jul-12	0.52
Informatica	jul-11	0.97	1-Nov-11	0.97		
Flota Vehicular (adelantada en el 2010)	jul-11					
TOTAL		10.79		1.52		9.27
				14%		86%
INVERSIONES ADELANTADAS						
Flota Vehicular (2012)	0.253		dic-12		jul-11	0.253
Flota Vehicular (2013)	0.106		jul-13		jul-11	0.106
						0.36

En Planta General se adelantaron inversiones del 2012 y del 2013 por un monto de 0.36 millones de balboas en flota vehicular

4.2. INVERSIONES REALIZADAS:

Las inversiones realizadas en el año calendario 2011, consignadas en la Declaración Jurada (Anexo No. 13) corresponden a los siguientes proyectos:

- **Reemplazo de Interruptores de 115Kv en la S/E Panamá:**
Este proyecto por un monto de 695 miles de balboas, consistió en el reemplazo de 5 interruptores de 115 KV en la S/E Panamá y se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 12

Fecha Inicio de Operación	Interruptor Reemplazado	Libranza
25 de junio de 2011	11 M52	ETESA-465-2011.
14 de julio de 2011	11 M62	ETESA-523-2011.
5 de agosto de 2011	11 A52	ETESA-583-2011.
25 de agosto de 2011	11 A62	ETESA-588-2011.
13 de septiembre de 2011	11 A22	ETESA-727-2011.

- **Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores:**

En el año 2011 se instalaron los 4 equipos pendientes del proyecto de monitoreo.

- Dos monitores en el T1 y T2 de S/E Mata de Nance respectivamente, instalado el 28 de abril 2011, libranza ETESA-273-2011
- Un monitor en el T1 de S/E Llano Sánchez el 30 de abril, libranza ETESA-274-2011
- Un monitor en el T1 de S/E Progreso, 11 de agosto del 2011, libranza ETESA-608-2011.

- **Reposición de Protecciones Diferenciales Etapa II**

Este proyecto responde al aumento de la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión. En el 2011 se instalaron ocho relevadores quedando pendiente la instalación de cuatro, como se indica en la siguiente tabla:

ESTADO	CANTIDAD	OBSERVACIÓN
APROBADA	13	2 pares por línea:
EJECUTADA	8	230-7, 230-8, 115-15 y 115-16
PENDIENTE	4	230-3A y 230-4A
INSTALADO PARA PRUEBAS	1	Para pruebas en laboratorio

- Están funcionando como diferencial de línea los asociados a las líneas 230-7, 230-8, 115-15 y 115-16, por lo cual se considera están en operación desde el 2 de julio de 2011, a través de la libranza ETESA-377-2011. (total 8 relevadores)
- Los relevadores diferenciales de línea asociados a las líneas 230-3A y 230-4A, aunque están instalados en sitio (S/E Panamá y S/E Chorrera), están operando a modo de relés de distancia, ya que se espera la instalación del OPGW para activar la función 87L. En subestación Panamá están operando como protección 21, la línea 230-3A desde el 26 de mayo de 2010 y la línea 230-4A desde el 31 mayo de 2010, y en subestación Chorrera, la línea 230-3A desde el 29 de septiembre de 2010 y la línea 230-4A desde el 11 de octubre de 2010.
- **Reemplazo de la Flota Vehicular**, en el 2011 se invirtieron 565,4 miles de balboas en equipo de transporte, de los cuales 504,8 miles de balboas se destinaron a la operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión y 60,6 miles de balboas al servicio de operación integrada.

FLOTA VEHICULAR	
Detalle	(B/.)
Inversion	565,440
Menos: inversión de	
Hidromet	24,366
CND	36,250
Sub-Total	60,616
Inversión SPT 2011	504,824

Dicho monto considera un adelanto de 358,0 miles de balboas de las inversiones comprometidas para el 2012 y 2013,

Cuadro No. 13

FLOTA VEHICULAR		
No.	Fecha	Importe en (B/.)
148	19/1/11	71,640
149	6/9/11	24,366
150	6/9/11	24,366
151	6/9/11	24,366
152	6/9/11	24,366
153	6/9/11	24,366
154	23/8/11	24,366
156	21/11/11	36,250
157	21/11/11	36,250
158	15/11/11	36,250
159	15/11/11	36,250
160	16/11/11	36,250
161	15/11/11	36,250
163	24/11/11	13,898
164	24/11/11	13,898
165	24/11/11	13,898
166	24/11/11	13,898
167	24/11/11	13,898
Total	14/09/2011	504,824

La fecha de inicio de operación comercial de las inversiones en vehículos, a utilizar en los cálculos tarifarios corresponde al 14 de septiembre del 2011, como resultado de la ponderación de las fechas de cada uno de los equipos adquiridos, tal como lo establece la regulación vigente, los cuales se listan en el (Anexo No. 12).

- **Equipo de Informática:**

Se activaron equipos por un valor total de 1.5 millones de balboas. (Anexo No. 12).

La fecha de inicio de operación comercial de las inversiones en informática, a consignar en los cálculos tarifarios es el 1º de noviembre del 2011, ponderada de acuerdo a la fecha y montos de cada uno de los equipos listados, tal como lo establece la regulación vigente.

Cuadro No. 14

Inversiones en Tecnología de la Información	Inicio de Operación Comercial	Importe (B/.)
Monitor DE 24" LED LCD FULL HD con HDMI	12/12/2011	242
UP GRADE Equipos Tecnológicos (Servidores)	12/12/2011	1,203,886
Seis Switch (EQUIPOS DE CONMUTACION) -24 -POE	10/12/2011	2,841
Cinco CISCO ROUTER 861-K9	10/31/2011	1,946
Licencias de ADOBE ACROBAT PROFESSIONAL	09/26/2011	1,691
Unidad Portátil Multitouch de 9.7"	10/10/2011	962
Quince Access Point	12/12/2011	2,909
Estacion de Trabajo Intermedia 2. Scroll Teclado Estándar Español	09/30/2011	69,915
Suministro de 4 Licencias de Windows Server 2008	09/15/2011	9,663
Apple Ipad	08/04/2011	963
(20) computadoras portátiles	10/31/2011	26,893
Convertidores de fibras a Ethernet	05/26/2011	182
Suministro de llave física para ejecucion del Programa de Analisis de Redes.	10/01/2011	15,922
Licencias ADOBE ACROBAT PROFESSIONAL	06/17/2011	2,781
Licencias EXCHANGE STANDART USER 2007.	04/25/2011	1,201
CISCO 2811 2911 Voice Bundle	03/29/2011	12,711
CISCO 2821 2921 Voice Bundle	03/29/2011	5,830
CISCO 2821 2921 Voice Bundle con PVDM3-32U128	03/29/2011	8,689
CISCO 2821 2921 Voice Bundle con PVDM3-32U64	03/29/2011	9,158
CISCO 2851 Voice Bundle	03/29/2011	11,791
CISCO 2851 Voice Bundle con PVDM3-32U64	03/29/2011	14,797
GE SFP, LC Connector SX TRANSCEIVER	01/19/2011	7,138
Servidores con Licencia UNIFIED -CM7.1	01/19/2011	46,369
SWITCH 24P CATALYST 2960	01/19/2011	25,919
SWITCH48P CATALYST	01/19/2011	21,788
AUTO CAD 2011 Commercial Legacy NLM DVD	01/31/2011	9,493
Total		1,515,679

- **Edificio de ETESA:**

Este proyecto fue aprobado en el Plan de Expansión del año 2008 y comprometido en tarifas en el período tarifario 2009-2013, con flujos de desembolsos en los años 2009, 2010 y 2011.

Actualmente se ejecutan los siguientes procesos:

- Venta de la Finca 46383 donde se ubica la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento y el complejo deportivo de ETESA.
- Gestión de compra de un terreno alterno apropiado a las necesidades de espacio y logística de la operación de ETESA.
- Reprogramación de la construcción del edificio de ETESA.

En referencia al primer punto, el 6 de marzo del 2012, la Subasta Pública No. 2012-2-78-0-08 SB – 002211, para la venta de la finca No. 46383, conocida como el Complejo Deportivo, se adjudico a la empresa Desarrollo Urbano Educativos.

En el cálculo del IMP aprobado, se modeló el retiro de las instalaciones de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, por la suma de 1.6 millones de balboas, prevista para el año calendario 2011, a pesar de que, a través de la Nota ETE-DEOI-PLAN-097-2009, ETESA notificó a la ASEP que el valor neto a retirar al 31 de julio del 2011, sumaba 547,6 miles de balboas (Anexo No. 23.6)

A la fecha estas estructuras no han sido removidas y se mantendrán en operación. El monto a retirar reprogramada para el 2014, será de

472,0 miles de balboas, considerando la depreciación del año 2012 y del primer semestre del 2013, 28% de lo considerado en la tarifa vigente (Anexo No. 24)

VALOR NETO ESTIMADO	
Detalle	(B/.)
Costo Original	1,783,138
Depreciación:	
Acumulada	(1,234,695)
Año 2012	(50,947)
Año 2013	(50,947)
Primer Semestre 2014	(25,473)
Valor Neto Estimado	421,076

Es importante señalar que el retiro de los activos, en el modelo de cálculo del IMP, se debe adaptar a las normas contables, aplicándole el valor neto y el costo original en los renglones correspondientes.

4.3. INVERSIONES ESTRATÉGICA:

Subestación Caldera: Este proyecto estaba comprometido en tarifas para el 1/06/2009 y fue puesto en operación comercial el 5/10/2009.

Subestación Concepción. Este proyecto fue puesto en operación comercial el 4/abril/2011.

4.4. INVERSIONES REPROGRAMADAS.

De las inversiones comprometidas en tarifas para el año calendario 2011, por 37.2 millones de balboas, equivalente al 30% del monto en inversiones aprobadas para el período tarifario 2009-2013, se han reprogramado el 91%, como se indica en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 15

INVERSIONES AÑO 2011 (Millones de Balboas)				
DETALLE	Prevista		REPROGRAMADA	
	Monto	Fecha	Fecha	Monto
SISTEMA PRINCIPAL				
Nueva S/E Las Guías 230 KV	3.34	jul-11	1-Jan-14	3.34
Línea Santa Rita - Panamá II 115 KV	7.45	jul-11	12-Nov-13	7.45
Línea Santa Rita - Cáceres 115 KV	3.57	jul-11	12-Nov-13	3.57
S/E Santa Rita 115 KV	3.07	jul-11	6-Sep-13	3.07
Adición S/E Panamá II 230 KV	1.76	jul-11	6-Sep-13	1.76
L/T Guasquitas - Fortuna - Changuinola. Adición 2do. Circuit	4.44	jul-11	29-Mar-12	4.44
Adición S/E Changuinola 230 KV	2.12	jul-11	29-Mar-12	2.12
Adición S/E Guasquitas 230 KV	2.12	jul-11	29-Mar-12	2.12
Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	3.56	jul-11	15-Jul-12	3.56
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etap	1.48	mar-11	1-Jul-12	0.45
Reemp. Interruptores 115 KV S/E Panamá	0.70	ene-11		
Edificio ETESA	1.70	jul-11	1-Jul-13	1.70
Equipo de informática	0.29	jul-11	1-Jul-12	0.29
Reemplazo flota vehicular (*)	0.18	jul-11		
Migración VHF a UHF (*)	1.52	ene-11		
Sub Total de Inversiones del SPT Prevista para el Año calendario 2011	37.27			33.86
			% Reprogramado	91%

4.5. COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL (CAES fechas)

El coeficiente de actualización estructural de fechas de proyectos, CAES_i, debido a las diferencias de Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT), por cambios de fecha de ingreso de equipamientos, establecida en el Régimen Tarifario se calcula con base en la siguiente fórmula:

$$CAES_i = \left[\left[\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1} \right] +/- \left[IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1} \right] \right] / \sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$$

El cálculo de CAES por ajuste de fechas de ingreso efectivo de proyectos de inversión, comprende la realización de los siguientes pasos:

- **Primero:** Recalcular el Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión real (IPSPT-real.) Este nuevo ingreso se obtiene modificando las fechas de ingreso de los proyectos, de acuerdo a su fecha de ingreso efectivo (real) o a la nueva programación, en el Modelo de Ingreso Máximo Permitido (IMP).
- **Segundo:** Calcular la diferencia de ingresos, según la fórmula establecida en el Régimen Tarifario de Transmisión, para la cual el ingreso previsto corresponde al detalle de costos reconocido en operación y mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad del IMP aprobado, utilizado para los cálculos tarifarios.

En el Cuadro No. 16, se presenta la comparación de los componentes del IPSPT aprobado, frente al actualizado según las fechas reales de los proyectos previstos a iniciar operaciones comerciales durante el año calendario 2011, obtenido del modelo de cálculo aprobado por la ASEP. (Anexo No. 20, 21)

Cuadro No. 16
 IMPSPT Aprobado Vs Actualizado Año: 2011 (miles de B/.)

PRINCIPAL	APROBADO	ACTUALIZADO	Monto
Operación y Mantenimiento	6,938	6,505	(433)
Administración	3,736	3,503	(233)
Depreciación	10,210	9,991	(220)
Rentabilidad sobre Activos	22,513	19,695	(2,817)
TOTAL	43,397	39,694	(3,703)

De acuerdo a la metodología de ajuste establecida en el Reglamento de Transmisión, a continuación se presentan los valores de los parámetros de la fórmula

- El IPSPT_{n-1}previsto, del IMP aprobado fue de 44.0 millones de balboas.

- El IPSPTn - 1real, calculado con las fechas reales, ascienden a 40.5 millones de balboas.
- La sumatoria del IPSPT de los años restantes del periodo tarifario corresponden a 71.4 millones de balboas.

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[\text{S n 4 IPSPT in-1}] \pm \text{IPSPT n-1prev n-1} - \text{IPSPT n-1reales n-1}}{\text{S n 4 IPSPT i n-1}} \\
 &= \frac{71,442 - 44,053.39 - 40,578.14}{71,442} \\
 &= \frac{71,442 - 3,475.2590}{71,442}
 \end{aligned}$$

CAES =	0.9514
---------------	---------------

Este ajuste tiene un impacto de reducción de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión de -4.8%, respecto a los cargos aprobados para el año tarifario No. 4. (Anexo No. 18)

5. FACTOR DE PONDERACIÓN DE LOS SERVICIOS DEL CND.

De acuerdo al Art. 207 del Reglamento de Transmisión, el FP debe fundamentarse en una auditoría de los servicios entregados, por medio de la cual se evalúe el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias.

Dichas auditorías deben ser realizadas por la ASEP, una en el año inicial del período tarifario y otra en un período intermedio del período tarifario.

El factor de ponderación debe ser establecido con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{FP = FC * PA}$$

Donde:

El PA corresponde al puntaje asignado a cada proceso. El PA estará comprendido entre un máximo del 1 cuando los procesos resultan sin observaciones y un mínimo de 0,5 si resultan con defecto crítico.

El FC corresponde a un “factor de costos” que representa los recursos asignados al proceso respecto del total de los recursos disponibles del CND.

En los casos en que algún proceso reciba una calificación PA menor que uno, el CND tiene 18 meses para mejorar. Posteriormente, en la auditoría siguiente se verificará la corrección de los mismos. Si la deficiencia persiste, entonces se aplicará el PAi que se obtenga de la auditoría al proceso afectado, del año evaluado, hasta finalizar el período tarifario vigente.

Se acepta un margen de tolerancia del 3% para la aplicación del FP total.

Los resultados de la primera auditoría del presente periodo tarifario fueron comunicados a ETESA el 15/mar/2011, mediante la Nota No. DSAN-0588-2011. En consecuencia, a la fecha de los presentes cálculos de actualización tarifaria, está en curso el periodo de 18 meses estipulados para implementar las medidas correctivas, las cuales fueron comunicadas a la ASEP, mediante Nota No. ETE-DEOI-CND-OP-169-2011, de 1 de abril de 2011.” (ANEXO 23.3 y 23.7)

6. FACTOR DE AJUSTE POR GENERACIÓN OBLIGADA

Este ajuste corresponde a costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Reglamento de Transmisión, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos.

A continuación se presentan las definiciones, criterios, procedimientos y metodologías empleadas para el cálculo de dicho factor.

- Generación obligada y otros costos del mercado mayorista. La generación obligada y otros costos adicionales del mercado mayorista, se presenta ante restricciones de diferente índole en el sistema, cuando un equipamiento de transmisión está indisponible, obligando al CND a incorporar otros generadores a la operación integrada, para mantener los requisitos técnicos de operación del sistema en forma confiable, segura y de calidad.
- Equipamiento de transmisión eficiente indisponible. El equipamiento de transmisión eficiente es el que cumple con el criterio N-1. Para efectos de la caracterización de dicho equipamiento, en el caso de que la instalación no cumpla con el criterio, la misma se considera como eficiente si fue autorizada por la ASEP, por medio de la aprobación del Plan de Expansión u otra notificación.
- Fórmula de ajuste:

En atención a las instrucciones de la ASEP, impartidas mediante la nota No. DSAN-1157 de 27 de mayo de 2010, la fórmula propuesta para este ajuste se adaptó a la fórmula general de CAES, según el literal f) del Artículo 184 del Reglamento de Transmisión.

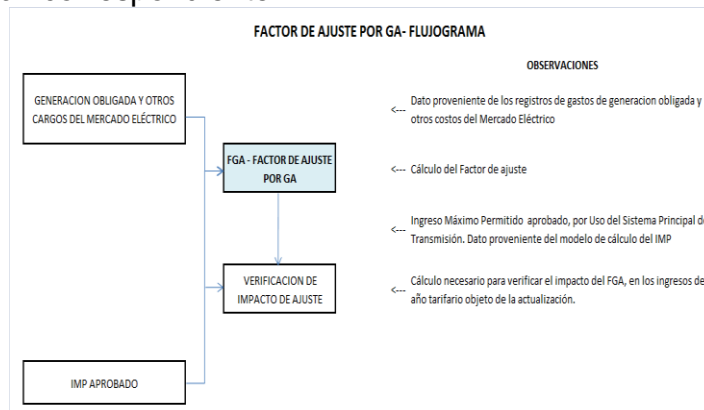
$$CAES = \frac{[S_{n-4} \text{ IPSPT}_{in-1} \pm GA_{prev n-1} - GA_{Real n-1}]}{S_{n-4} \text{ IPSPT}_{in-1}}$$

S_{n-4} IPSPT_{in-1} corresponde al ingreso previsto del periodo remanente contenido en el modelo de cargos por uso aprobado.

GA Previsto_{n-1} Valor de los gastos adicionales de generación obligada y otros cargos del mercado eléctrico (GA), previstos en los cálculos tarifarios aprobados, para el período evaluado (año calendario anterior al año tarifario objeto de la actualización).

GA Real_{n-1} Valor real de los gastos adicionales de generación obligada y otros cargos del mercado eléctrico (GA) incurrido en el período evaluado (año calendario anterior al año tarifario objeto de la actualización).

A continuación se presenta un flujograma del proceso de cálculos del factor y la verificación correspondiente.



Los datos de la **GENERACIÓN OBLIGADA** provienen de los registros de gastos de generación obligada y otros costos del Mercado Eléctrico de ETESA. Del total de registros en estos conceptos, se seleccionan los gastos que pueden clasificar para el ajuste, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento de Transmisión, es decir, que el gasto debe estar asociado a instalaciones eficientes o que, en caso de que no lo sean, hayan sido aprobadas por la ASEP y estaban indisponibles.

En consecuencia, del total de gastos informados se deben deducir los que no clasifican para este ajuste, por estar asociados a instalaciones o condiciones que no cumplen con los criterios establecidos.

El Ingreso Máximo Permitido por Uso del Sistema Principal de Transmisión (IMPSPT), corresponde a datos del modelo de cálculo del IMP, a precios constantes; los Cargos Aprobados y la demanda y capacidad prevista, provienen del Pliego Tarifario aprobado, cotejados con los datos del modelo de CUSPT.

Los cargos aprobados son actualizados con el factor de ajuste por GA, exclusivamente. Posteriormente se multiplican dichos cargos actualizados por la demanda prevista, para verificar el impacto del FGA, en los ingresos del año tarifario objeto de la actualización, corroborando así que se recupera los gastos incurridos o se devuelve el ingreso cobrado en exceso, en este concepto.

A continuación se presentan los valores de los parámetros correspondientes al presente ajuste:

GA Previsto _{n-1}: Para el período evaluado, el gasto previsto es nulo, es decir que no se previó ningún valor en este concepto.

GA Real _{n-1}: El gasto que cumple con los criterios del factor de ajuste corresponde, de acuerdo a la revisión realizada por la ASEP es de: 80.2 miles de balboas (Anexo No. 26).

IMPSPT _N: El monto de los Ingresos del Sistema Principal de Transmisión, previstos para el resto de los años tarifarios corresponde a: 71,442 miles de balboas.

El Factor de ajuste por variación de gastos de Generación Obligada y otros cargos del Mercado Eléctrico resultó de 1.0011 (Anexo No. 19)

CUADRO No. 17
 Factor de Ajuste por Generación Obligada y
 otros cargos del Mercado Eléctrico

COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN ESTRUCTURAL = CAES

$$\begin{aligned}
 \text{CAES} &= \frac{[\text{S n 4 IPSPT in-1}] \pm \text{GAprev n-1} - \text{GA Real n-1}}{\text{S n 4 IPSPT i n-1}} \\
 &= \frac{71,442 \pm 0 - 80.2}{71,442} \\
 &= \frac{71,442 + 80.25}{71,442} \\
 \text{CAES} &= \boxed{1.0011}
 \end{aligned}$$

Es importante señalar que con la aplicación de esta fórmula, ETESA sólo logra recuperar un 0.065% de los gastos incurridos en este concepto, contrario al principio establecido en la Ley 6 de 1997, la cual señala que las tarifas deben permitir la recuperación de los gastos y costos de operación.

Cuadro No. 18
CÁLCULO DE GA RECUPERABLE POR ACTUALIZACIÓN
 (Miles de Balboas)

GA- EVALUADA EN ESTE CÁLCULO	80,249
IMPSPT APROBADO PARA EL AÑO TARIFARIO SIGUIENTE	47,153
FACTOR DE AJUSTE	1.0011
IMPSPT AJUSTADO DEL AÑO SIGUIENTE	47,205
MONTO RECUPERABLE	51.87
PORCENTAJE DE GA RECUPERABLE	0.065%

7. TARIFAS ACTUALIZADAS

De acuerdo con las fórmulas metodológicas contenidas en el Régimen Tarifario de Transmisión, la actualización tarifaria se produce mediante la aplicación de los diferentes factores de ajustes detallados precedentemente. A continuación se presentan los factores de ajuste que se aplican en la actualización de los cargos por servicio de transmisión correspondientes al año tarifario No. 4, que inicia el 1 de julio de 2012 y termina el 30 de junio de 2013.

Como se indicó anteriormente, los cargos base son los cargos aprobados los cuales son afectados por los siguientes factores de ajuste.

Cuadro No.19
 COEFICIENTE DE AJUSTE ESTRUCTURAL
 POR TIPOS DE CAMBIOS

DETALLE	Año 4	Impacto Año 4
CAMBIOS DE FECHAS DE PROYECTOS	0.9514	-4.86%
CAMBIOS DE ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR	1.0823	8.23%
CAMBIOS POR DEMANDA Y CAPACIDAD (*)	1.0651	6.51%
GENERACIÓN OBLIGADA (*)	1.0011	0.11%
FACTOR DE PONDERACIÓN DE SERVICIOS DEL CND	1.0000	0.00%
IMPACTO TOTAL CARGOS CUSPT	1.0979	9.79%

7.1. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

En el Cuadro No. 20, se presentan los CUSPT del Año Tarifario No. 4, expresados en Balboas / kW / año, modificados mediante las Resoluciones AN. No. 3454 del 22 de abril de 2010 y la AN No. 4524 del 23 de junio del 2011, a ser aplicados desde el 1/julio/2012 al 30/junio/2013.

Los CUSPT se actualizan con los primeros cuatro coeficientes de actualización, los cuales producen un aumento en los cargos aprobados en 9.79%, afectando las distintas zonas de la siguiente manera:

Cuadro No. 20
 CARGOS POR USO DEL
 SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 AÑO TARIFARIO No. 4
 (Balboas/KW/Año)

Zona	Cargos Modificados (*)		Cargos Actualizados	
	Generación	Demanda	Generación	Demanda
1	16.72	0.00	18.36	0.00
2	34.94	3.63	38.36	3.99
3	33.46	4.10	36.74	4.50
4	16.86	0.00	18.51	0.00
5	8.79	5.30	9.65	5.82
6	0.00	7.51	0.00	8.25
7	0.00	14.15	0.00	15.54
8	0.00	3.39	0.00	3.72
9	0.00	7.77	0.00	8.53
10	28.64	6.43	31.45	7.06

7.2. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los cargos por servicio de operación integrada (SOI) multiplicados por 8.23% por ciento, que corresponde al factor de variación del Índice de Precios al Consumidor, se presentan a continuación.

Cuadro No. 21
 CARGOS POR SERVICIO DE OEPRACIÓN INTEGRADA (SOI)
 AÑO TARIFARIO No.4
 (Balboas / KW Mes)

AGENTES	APROBADOS		
	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Generadores	0.1553	0.0877	0.0676
Agentes Consumidores	0.2329	0.1315	0.1014
AGENTES	ACTUALIZADOS		
	TOTAL	CND	HIDROMET
Agentes Generadores	0.1681	0.0949	0.0732
Agentes Consumidores	0.2521	0.1423	0.1097

7.3. CARGOS POR CONEXIÓN

Los cargos por servicios de Conexión sólo se modifican en proporción directa con la variación del IPC, cuyo factor de ajuste, como se indicó anteriormente, produce un incremento de los cargos de 8.23%, con los siguientes resultados:

CUADRO No.22
 CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
 AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (*)
 AÑO TARIFARIO No. 4

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión		
	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	47.86	28.42
CXS34.5 Interruptor y Medio	78.23	46.46
CXS115 Barra Sencilla	124.17	73.76
CXS115 Interruptor y Medio	179.77	106.78
CXS230 Interruptor y Medio	262.75	156.07
CXS230 Barras Sencillas	126.17	N/A
Transformadores		
	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	10.65	6.32
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	7.35	4.36
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	7.33	4.35
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.81	4.05
Líneas		
	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	17.97	10.67
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	27.01	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	19.77	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	29.99	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	28.25	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	38.32	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	32.85	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B./Salida	
1 IP - 230 KV	203.63	N/A
2 IP - 230 KV	380.68	N/A
1 IP - 115 KV	130.71	N/A
2 IP - 115 KV	244.18	N/A
1 IP - 34.5 KV	70.85	N/A
2 IP - 34.5 KV	113.83	N/A

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Actualización Estructural por Índice de Precios al Consumidor : 1.0823

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de las subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR con un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

NA No aplica.

8. ANEXOS