



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

CARGOS POR CONEXIÓN (PRELIMINAR)

**PLIEGO TARIFARIO
2017-2021**

CONTENIDO

CARGOS DE CONEXIÓN	3
1. SUMARIO.....	3
2. GENERALES.....	4
3. DISPOSICIONES GENERALES	4
3.1 EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN TÍPICOS	4
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CARGOS	5
4. COEFICIENTE DE ADAPTACIÓN DE LOS ACTIVOS (FA).....	6
5. CARGO PARA INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL CÁLCULO TARIFARIO	7
6. VERIFICACIÓN DE INGRESOS	8
7. CARGOS DE CONEXIÓN DE EXPANSIÓN CONDICIONADA.	9

CARGOS DE CONEXIÓN

1. SUMARIO

El cálculo de los cargos de conexión para el Periodo Tarifario Iro de julio del 2017 al 30 de junio del 2021, parten del Ingreso Máximo Permitido para cada conexión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), en el Anexo A de la Resolución AN No.11925-Elec de 18 de diciembre de 2017, indicados en la siguiente tabla:

INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario)		jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D IPSPeGyD. EXISTENTE	B./MILES	51,220	51,220	51,220	51,220
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D IPSPeD. EXISTENTE	B./MILES	55,642	55,642	55,642	55,642
CONEXIÓN	B./MILES	4,073	4,705	5,148	5,378
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA					
Centro Nacional de Despacho	B./MILES	4,290	5,224	5,237	4,374
Hidrometeorología	B./MILES	3,314	2,876	1,960	1,873
SOI TOTAL	B./MILES	7,604	8,101	7,198	6,247
IMP EXISTENTE TOTAL	B./MILES	118,539	119,668	119,208	118,487

Según la metodología de cálculo establecida los **CARGOS POR CONEXIÓN** para el periodo tarifario Iro de julio 2017 al 30 de junio del 2021 se indican en la siguiente tabla:

CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

TIPO DE ACTIVO	2017-2018		2018-2019		2019-2020		2020-2021	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (t)						
Salidas de Conexión	Miles B/. Salida							
CXS34.5 Barra Sencilla	175.36	92.94	175.36	92.94	175.36	92.94	175.36	92.94
CXS34.5 Interruptor y Medio	189.86	100.63	189.86	100.63	189.86	100.63	189.86	100.63
CXS115 Barra Sencilla	89.57	47.47	89.57	47.47	89.57	47.47	89.57	47.47
CXS115 Interruptor y Medio	208.20	110.35	208.20	110.35	208.20	110.35	208.20	110.35
CXS115 Interruptor y Medio con 1P	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Barras sencilla	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Interruptor y Medio	602.31	319.22	602.31	319.22	602.31	319.22	602.31	319.22
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Transformadores	Miles B/.MVA		Miles B/.MVA		Miles B/.MVA		Miles B/.MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	4.14	2.19	4.14	2.19	4.14	2.19	4.14	2.19
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	5.41	2.87	5.41	2.87	5.41	2.87	5.41	2.87
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.03	3.20	6.03	3.20	6.03	3.20	6.03	3.20
CXTR Reductor 20/24 MVA	4.73	2.51	4.73	2.51	4.73	2.51	4.73	2.51
Lineas	Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	23.78	12.60	23.78	12.60	23.78	12.60	23.78	12.60
CXL 115 KV. Circuito Doble 636 ACSR	-	N/A	-	N/A	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV. Circuito Sencillo 1200 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL230 KV Circuito Sencillo/torres Doble	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A

CARGOS DE CONEXIÓN

2. GENERALES

Para el sexto periodo tarifario, que inició el 1 julio de 2017 y que se extiende, hasta 30 junio de 2021, en el Reglamento de Transmisión se han incluido modificaciones al esquema de actualización de los cargos tarifarios de conexión, incorporando un mecanismo de ajuste mensual, que dará lugar a créditos y débitos. En la medida que más se aparte lo previsto de lo real, mayores serán las diferencias (entre lo cobrado a cuenta y lo que se debió haber cobrado). Por lo tanto, en cada ajuste mensual está previsto el correspondiente ajuste a ingresos reales.

3. DISPOSICIONES GENERALES

El Régimen Tarifario enmarca los cargos por conexión en tipificaciones de las instalaciones, de acuerdo al servicio que brinda cada equipo y clasificaciones de los cargos, en función de su consideración o no en los cálculos de este Pliego, conceptos que se desarrollan a continuación.

3.1 EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN TÍPICOS

El Régimen Tarifario señala que los cargos por conexión se definirán por equipamiento típico “et” (CX_{et}) y serán determinados a partir de los ingresos máximos permitidos por cada conexión

Los equipamientos de conexión identificados en las instalaciones de ETESA son:

- Salidas de conexión.
- Transformadores
- Líneas de Conexión.

La metodología ordena establecer cargos en:

- (balboas / salida)
- (balboas / MVA)
- (balboas / Km.)

Para el caso de equipamientos con características diferenciadas, la metodología permite tipificaciones, por lo tanto, se realizaron las divisiones siguientes:

- Salidas de Conexión en voltajes de 34.5, 115 y 230 KV, con un interruptor, denominada “barra sencilla” y con un interruptor y medio.
- Transformadores según capacidad de transformación:

CXTR Reductor 60/80/100 MVA
CXTR Reductor 42/56/70 MVA
CXTR Reductor 30/40/50 MVA
CXTR Reductor 20/24 MVA

- Líneas en 115 y 230 KV, con circuito sencillo y doble circuito; cableados con conductores 636 ACSR para las líneas de 115 KV, y ACAR 750 o 1200 MCM, para las líneas de 230 KV.

3.2 CLASIFICACION DE LOS CARGOS

La metodología difiere entre:

- a) **“Equipamientos considerados en el Régimen Tarifario”**; correspondientes a las instalaciones incluidas para el cálculo del IMP por Cargos de Conexión asociado a las instalaciones existentes y las previstas a entrar en el próximo periodo tarifario.
- b) **“Equipamientos que se incorporan”**, refiriéndose a todas aquellas instalaciones de conexión que pudiesen ser puestas en operación comercial, con fecha posterior a la elaboración de los cálculos tarifarios.

Los cargos por conexión se obtienen mediante la ejecución de los siguientes pasos:

1. Cálculo del Valor Presente del **Ingreso máximo permitido por cargos de conexión (IPCT)** asociado al valor histórico de las instalaciones existentes, más las contenidas en el Plan de Expansión, para lo cual se utiliza el renglón del IMP de Cargos por Conexión aprobado, este caso el aprobado por la Resolución AN No. 11925-Elec del 18 de diciembre del 2017.
2. Cálculo del Valor Presente del **Ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado a la totalidad del valor nuevo de reemplazo (IPCT_{vnr})** de las instalaciones existentes, más las previstas a ser incorporadas. Para este cálculo se utiliza la metodología de cálculo del IMP, con el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) en el renglón de activos reconocidos.
3. Cálculo del **Coficiente de Adaptación de los activos (FA)**.
4. Cálculo del Valor nuevo de reemplazo de cada activo de conexión típico VNR_{et} .
5. Cálculo del Cargo de conexión (CX_{cxj}) asociado a cada activo de conexión típico, para las **instalaciones que se incorporan** posteriormente, según años calendarios.

- 2) Cálculo del Cargo de Conexión (CX_{cxj}) para “**instalaciones consideradas**” en Régimen Tarifario, mediante la aplicación del FA.
- 3) Verificación de Ingresos.

4. COEFICIENTE DE ADAPTACIÓN DE LOS ACTIVOS (FA)

Por motivos metodológicos se presenta, en primera instancia, el proceso para la obtención del FA, que comprende la ejecución de los pasos 1, 2, y 3 listados anteriormente.

- 1) Se determinó el ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al **valor nuevo de reemplazo** para el año calendario (i) ($IPCT_{vnr_i}$) según la siguiente fórmula:¹

$$IPCT_{vnr_i} = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_{ef_i} * DEP\% + ACTCT_{ef_i} * RRT$$

El $IPCT_{vnr_i}$, se determinó, a partir del **Valor nuevo de reemplazo** de los activos de Conexión existentes, por un total de B/. 65.604,620.19 Millones de Balboas, de acuerdo al IMP aprobado.

El detalle de estos cálculos se muestran en la hoja [IPCT_{vnr} FA], donde se aplican los porcentajes eficientes de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, Depreciación y Rentabilidad (ADM, OMT, DEP y RRT) respectivamente, al monto de VNR de Conexión.

PARÁMETROS DE EFICIENCIA

Concepto	2017-2021
OMT	1.97%
ADMT	0.79%
RRT	7.76%
DEP	3.5%

Con la aplicación de los parámetros de eficiencia al VNR de los activos de conexión, se obtienen las series anuales de ingresos máximos permitidos, para el período calendario 2017-2021; luego se calculan los años tarifarios, para posteriormente obtener la serie de años tarifarios y finalmente, el valor presente.

- 2) Para el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión **asociado al valor histórico y eficiente de los activos** para el período tarifario (**IPCT**), se utilizó el cálculo proveniente del IMP aprobado por Resolución AN No. 11925-Elec, de 18 diciembre de 2017.

¹ Según Reglamento de Transmisión, Título IX, Capítulo IX.3, Sección IX.3.3, Artículo 186.

- 3) El **coeficiente de adaptación de los activos (FA)**, para el período tarifario, se calculó con base en la fórmula indicada por el Régimen:

$$FA = IPCT / IPCT_{vnr}$$

RRT	7.76%
Tasa de Depreciación Incorporaciones	3.50%

ACTIVOS EXISTENTES (al final del año calendario)	UNIDAD	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ACTCT (Eficientes)	B/.MILES	65,602	69,654	75,981	78,059	80,908	80,908
CONEXIÓN			2017	2018	2019	2020	2021
Operación y Mantenimiento	B/.MILES		1,295	1,375	1,500	1,541	1,597
Administración	B/.MILES		519	551	601	617	640
RRT	B/.MILES		5,091	5,405	5,896	6,057	6,278
Depreciaciones	B/.MILES		2,296	2,438	2,659	2,732	2,832
TOTAL	B/.MILES		9,201	9,769	10,656	10,948	11,347

	UNIDAD	VPN	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021
IPCT VNR			4,884	10,213	10,802	11,147
Factor de Actualización			0.96	0.89	0.83	0.77
IPCT VNR		31,378	4,705	9,130	8,961	8,582

IPCT (según Modelo IMP)	16,540
FA	0.53000

OMT	%		1.97%	1.97%	1.97%	1.97%	1.97%
ADMT	%		0.79%	0.79%	0.79%	0.79%	0.79%

5. CARGO PARA INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL CÁLCULO TARIFARIO

Para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario:

$$CX_{cx_j} = (ADMCT_{cx_j} + OMTCT_{cx_j} + ACTCT_{ef\ cx_j} * DEP\% + ACTCT_{ef\ cx_j} * RRT) * FA$$

PRIMER AÑO TARIFARIO 2017-2021:

Para el primer año tarifario (2017-2021) el cargo por conexión, considera el ingreso percibido del primer semestre del Año No.1 facturado con cargos correspondientes al 4to año tarifario del periodo tarifario 2013-2017 como lo establece la Resolución AN No. 11925-Elec.

Se debe calcular el Ingreso que produce la aplicación de la tarifa vigentes hasta el 31 de diciembre 2017, y este ingreso acumulado se **deduce** del IMP aprobado para el primer año tarifario del periodo junio 2017 – julio 2021; y con el valor restante, se calcula la nueva tarifa que es aplicada el resto del primer año tarifario de enero a junio de 2018.

Es decir que, el IMP del Año Tarifario No. 1 (AT1) **se le descuenta el ingreso**-facturado acumulado entre el 1/7/17 y el 31/12/17 (aplicando cargos del 4to año del periodo tarifario anterior), y con esa diferencia resultante se calculan los cargos de conexión con la nueva metodología para el periodo 01/01/17 al 30/6/21. Al

finalizar el segundo semestre se deberá reajustar la parte del IMP que se asignó para el segundo semestre, y esta verificación si se ajusta por cada agente.

En la siguiente tabla se presentan los cargos por conexión de las dos categorías indicadas por el Régimen Tarifario.

**CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

TIPO DE ACTIVO	2017-2018		2018-2019		2019-2020		2020-2021	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)						
Salidas de Conexión	Miles B/.Salida		Miles B/.Salida		Miles B/.Salida		Miles B/.Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	175.36	92.94	175.36	92.94	175.36	92.94	175.36	92.94
CXS34.5 Interruptor y Medio	189.86	100.63	189.86	100.63	189.86	100.63	189.86	100.63
CXS115 Barra Sencilla	46.26	24.52	46.26	24.52	46.26	24.52	46.26	24.52
CXS115 Interruptor y Medio	208.20	110.35	208.20	110.35	208.20	110.35	208.20	110.35
CXS115 Interruptor y Medio con 1P	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Barras sencilla	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Interruptor y Medio	64.61	34.24	64.61	34.24	64.61	34.24	64.61	34.24
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Transformadores	Miles B/.MVA		Miles B/.MVA		Miles B/.MVA		Miles B/.MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	-	-	-	-	-	-	-	-
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	-	-	-	-	-	-	-	-
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	-	-	-	-	-	-	-	-
CXTR Reductor 20/24 MVA	-	-	-	-	-	-	-	-
Lineas	Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	23.78	12.60	23.78	12.60	23.78	12.60	23.78	12.60
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	-	N/A	-	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	-	N/A	-	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	-	N/A	-	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL230 KV Circuito Sencillo torres Doble	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A

6. VERIFICACIÓN DE INGRESOS

Los ingresos máximos permitidos en cargos por conexión (**IPCT**) a la red de transmisión se calculan sobre la base de los activos de conexión puesto a disposición por la Empresa de Transmisión Eléctrica, para ser utilizados y pagados por los usuarios en su totalidad.

En consecuencia, es necesario verificar si los cargos propuestos se ajustan a los IPCT aprobados. Para esta verificación, se estimaron los ingresos que recibirá ETESA, en concepto de cargos por conexión provenientes de las facturaciones al 100% de uso de las instalaciones (sin proporcionalidad), los cuales resultan de la sumatoria de los ingresos que se obtienen por cada tipo de instalación. Estos ingresos resultan de la multiplicación de los cargos por la cantidad de instalaciones.

A continuación, se presenta el resumen de la verificación de ingresos por aplicación de cargos por conexión.

**CARGOS POR CONEXIÓN
VERIFICACIÓN DE INGRESOS
(Miles de Balboas)**

FA

TIPO DE ACTIVO	UNIDAD	TOTAL	INGRESO			
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4
			2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Salidas de Conexión						
CXS34.5 Barra Sencilla	Miles B./Salida	976	139.4	279	279	279
CXS34.5 Interruptor y Medio	Miles B./Salida	4,579	654.1	1,308	1,308	1,308
CXS115 Barra Sencilla	Miles B./Salida	498	71	142	142	142
CXS115 Interruptor y Medio	Miles B./Salida	1,159	166	331	331	331
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP	Miles B./Salida	-	-	-	-	-
CXS230 Barras Sencillas	Miles B./Salida	-	-	-	-	-
CXS230 Interruptor y Medio	Miles B./Salida	5,586	798	1,596	1,596	1,596
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	Miles B./Salida	-	-	-	-	-
Transformadores						
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	Miles B./MVA	1,533	219	438	438	438
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	Miles B./MVA	1,406	201	402	402	402
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	Miles B./MVA	1,120	160	320	320	320
CXTR Reductor 20/24 MVA	Miles B./MVA	211	30	60	60	60
Líneas						
CXL 115 KV Circuito Sencillo	Miles B./km	1,689	241	483	483	483
CXL 115 KV Doble Circuito	Miles B./km					
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	Miles B./km					
CXL 230 KV Doble Circuito 1200 ACAR	Miles B./km					
TOTAL		18,757	4,521	4,877	4,877	4,877

Ingreso permitido por Año tarifario de IMP según Res. 6986					
Factor de Actualización			0.9633	0.8940	0.8296
Valor Presente de Ingresos resultantes de aplicación de Cargos			16,515	4,355	4,359
Ingreso permitido por Año tarifario de IMP según Res. 11925			16,540	3,923	4,206
Diferencia de Aplicación menos permitido			(25.50)		
Diferencia en porcentaje			-0.15%		

7. CARGOS DE CONEXIÓN DE EXPANSIÓN CONDICIONADA.

A continuación se presenta la descripción de cargos de conexión para futuras expansiones, condicionadas a los patios de conexión existentes.

En la siguiente tabla, se presentan los cargos por conexión propuestos, para las salidas de conexión condicionadas a las instalaciones existentes, para las cuales se aplicó la metodología de cálculo de "Instalaciones que se incorporan".

PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B./Salida	
1IP - 230 KV	226.97	N/A
2IP - 230 KV	394.04	N/A
1IP - 115 KV	158.71	N/A
2IP - 115 KV	273.50	N/A
1IP - 34.5 KV	58.05	N/A
2IP - 34.5 KV	93.27	N/A

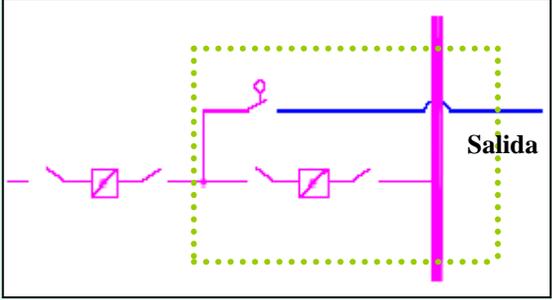
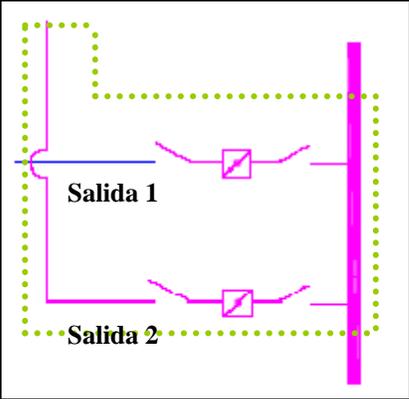
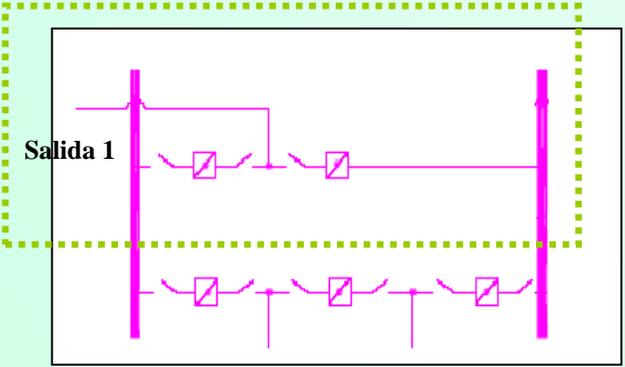
Los VNR y Cargos por Conexión para Instalaciones de Expansión Condicionada, se detallan seguidamente:

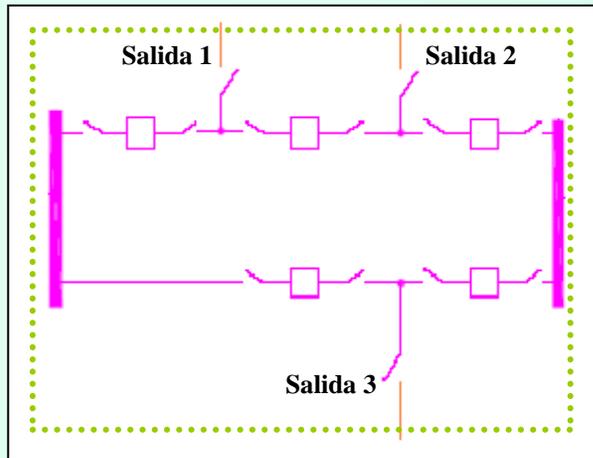
Las salidas de conexión existentes y las posibles a instalar en las subestaciones existentes presentan algunas diferencias, las cuales influyen en los costos de VNR y, por consiguiente, en los cargos por Conexión. A continuación se enumeran y describen los casos necesarios de observaciones.

Observaciones de casos de salidas de conexión condicionadas.

Caso	Esquema	Observación
CXS 34.5 Barra Sencilla-2i	Barra sencilla con 2 interruptores	El único caso es Llano Sánchez en 34.5 kV, a diferencia un caso típico, esta salida tiene a su disposición 2 interruptores.
CXS 34.5 Interruptor y ½	Interruptor y ½ con: 5, 6 ó 9 interruptores	Corresponde a casos típicos, se utiliza un costo promedio por salida.
CXS 115 Barras Sencillas	Barra Sencilla	Se utilizó el costo promedio por salida
CXS 115 Interruptor y ½	Interruptor y ½ con 6 ó 10 interruptores	Corresponde a casos típicos. Se utilizó el costo promedio por salida.
CXS 115 Interruptor y ½ con 1 Interruptor	Interruptor y ½ con 1 interruptor	El único caso es la salida S/E Panamá a S/E Locería (salida futura). Un solo interruptor de esa nave pertenecerá al Sistema de Conexión. El resto está clasificado en Sistema Principal de Transmisión
CXS 230 Barras Sencillas		No existe físicamente ningún caso en la actualidad, sin embargo, se presenta el cálculo correspondiente, con la finalidad de disponer de este cargo aprobado, si llegara a requerirse.
CXS 230 Interruptor y ½	Interruptor y ½ con 3 ó 2 interruptores	Corresponde a casos típicos. Se utilizó el costo promedio por salida.

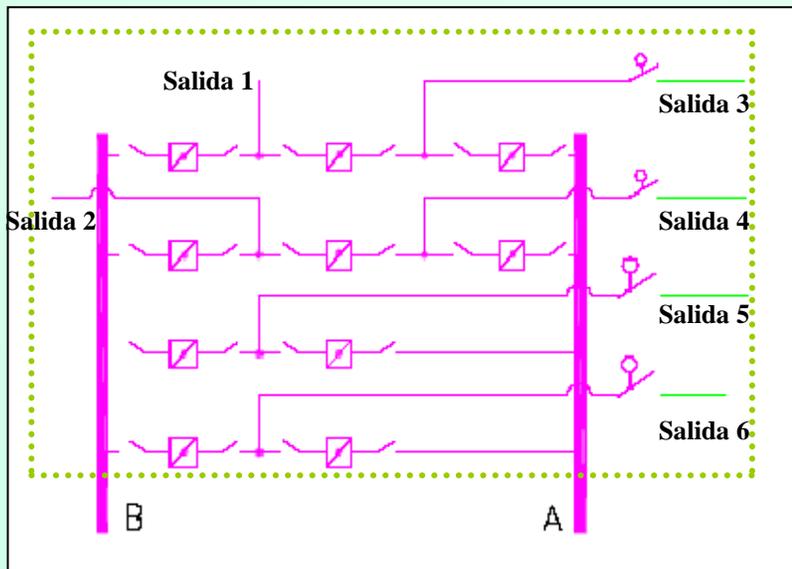
Diagramas de esquemas de salidas.

CASO	OBSERVACIÓN
 <p style="text-align: right;">1</p>	<p>Esquema IP ½ con sólo 1 interruptor dentro del sistema de conexión.</p> <p>Ejemplos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Salida futura Panamá-Locería - Salidas dedicadas a transformadores en S/E Panamá II.
 <p style="text-align: right;">2</p>	<p>Esquema de salidas en barra sencilla con un interruptor cada una. Ejemplo: Llano Sánchez 34.5 kV.</p>
 <p style="text-align: right;">3</p>	<p>Esquema de salida con 2 Interruptores. Ejemplo: Panamá II 230kV, en caso de que se requiera una salida en 230 KV, dado que las naves existentes están completas.</p>



Esquema de 3 salidas interruptor y $\frac{1}{2}$ con 5 IP (existe una nave incompleta).
Ejemplo: Progreso 34.5 kV.

4



Esquema de 6 salidas de interruptor y $\frac{1}{2}$ con 10 IP (existen dos naves incompletas).
Ejemplo: Panamá II 115 kV.

5

Salidas de conexión Subestación Llano Sánchez

3 Transformadores

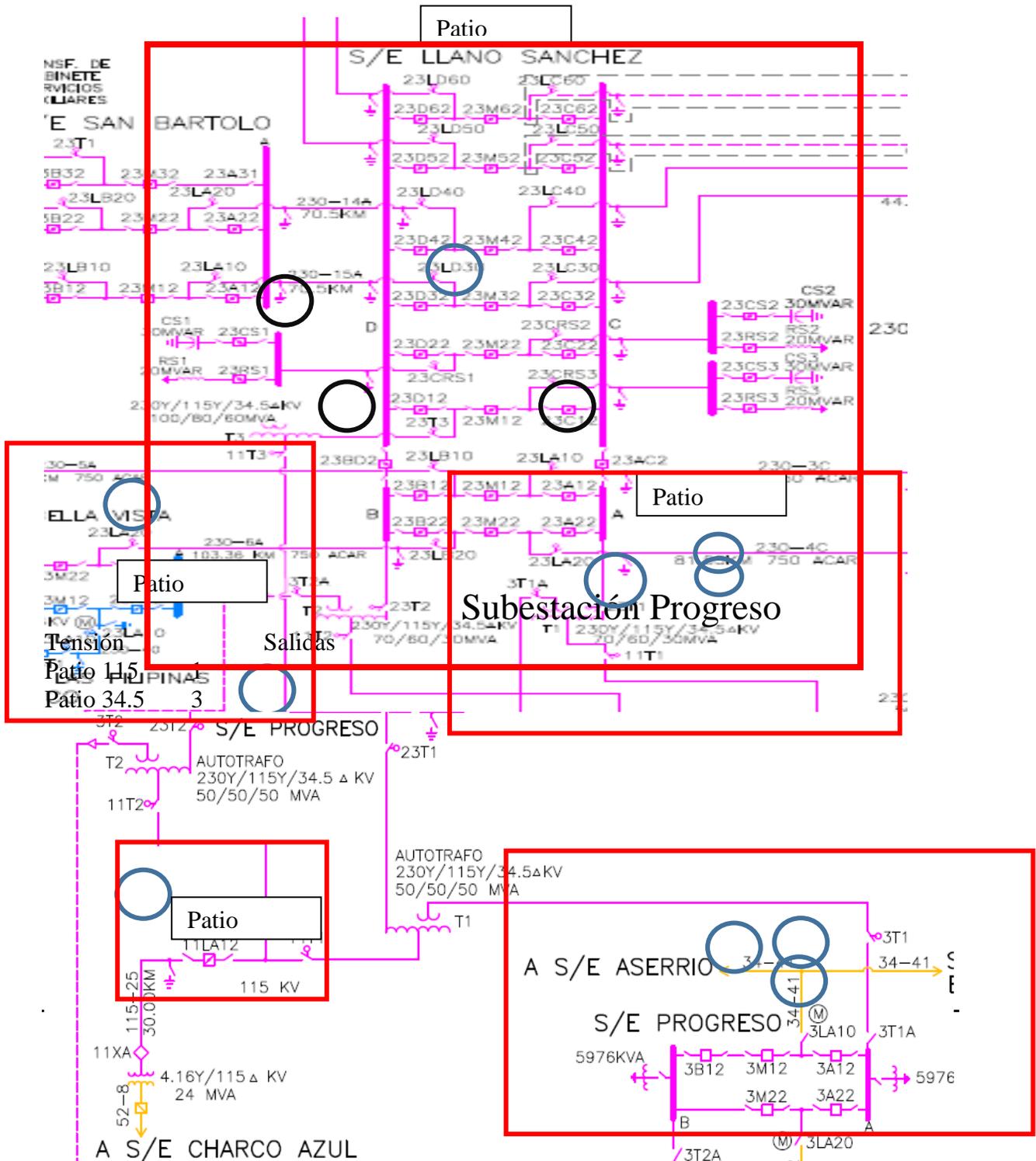
Tensión

Patio 230 1

Patio 115 3

Patio 34.5 1

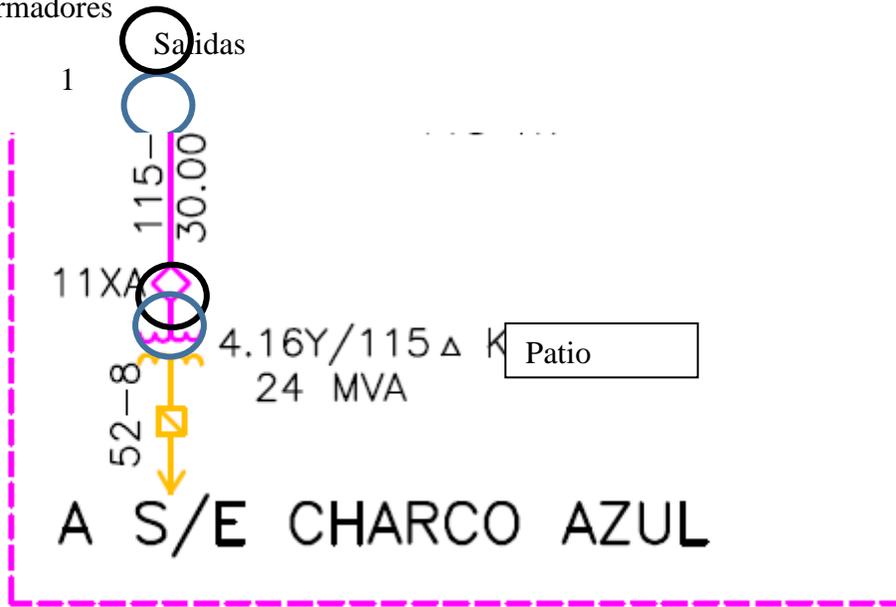
Salidas



Patio

Subestación Charco Azul

1 Transformadores
Tensión
Patio 115 1

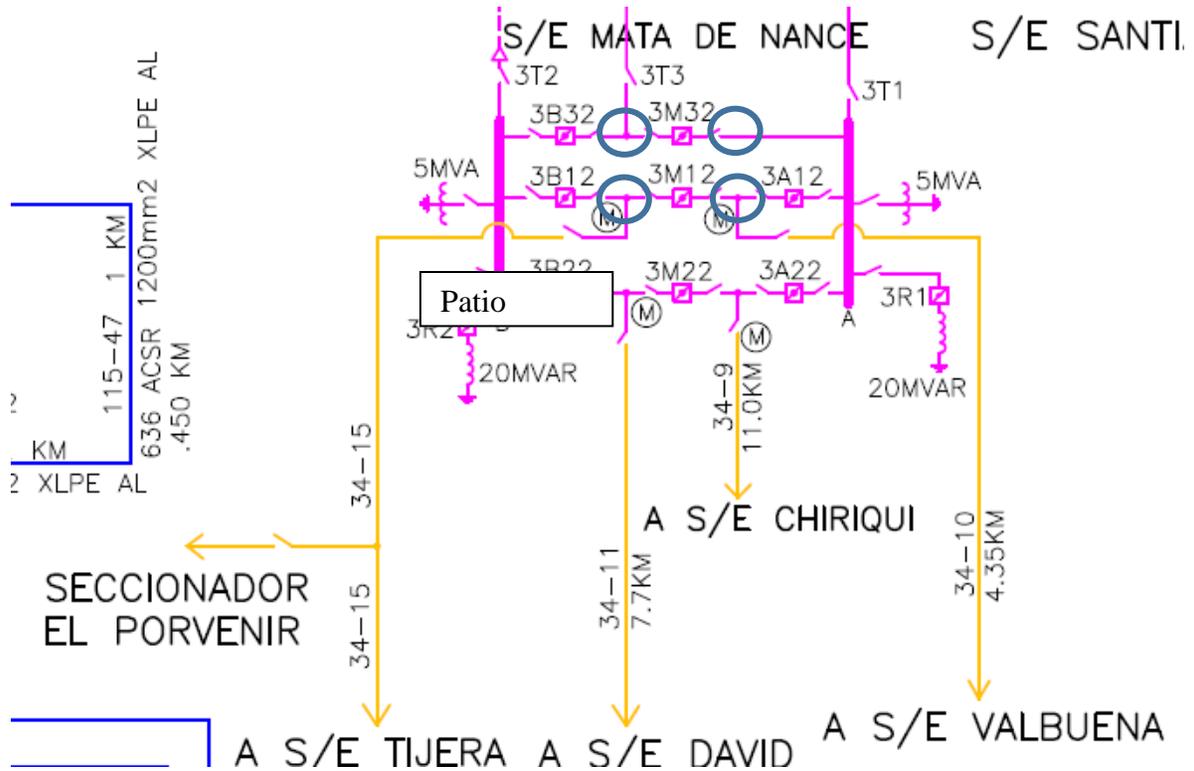


Subestación Mata de Nance

Tensión
Patio 34.5

Salidas

4



Subestación Chorrera

3 Transformadores

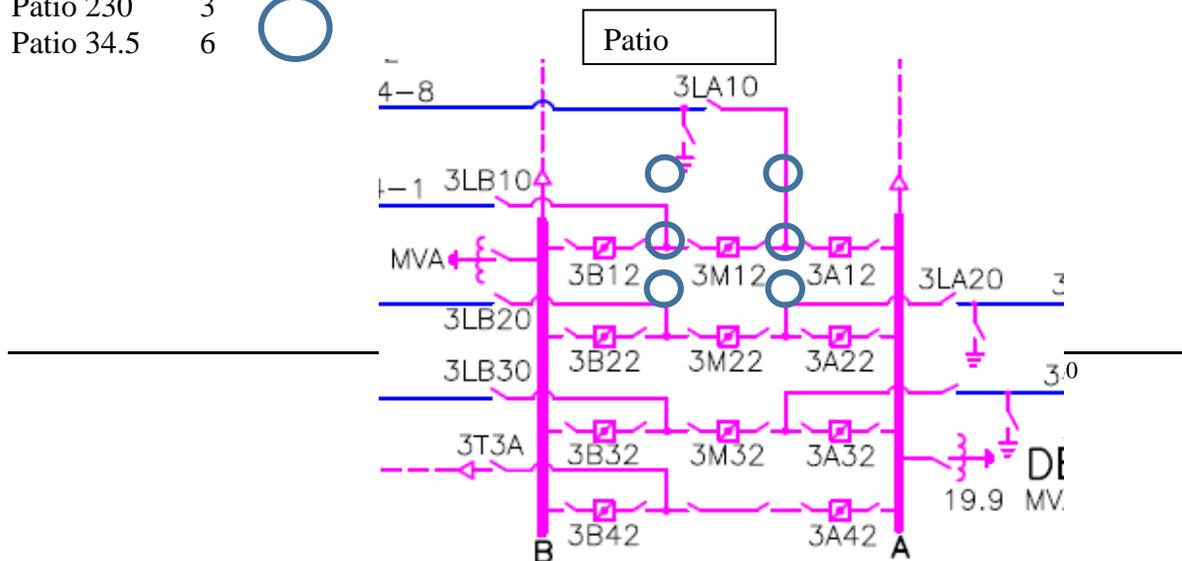
Tensión

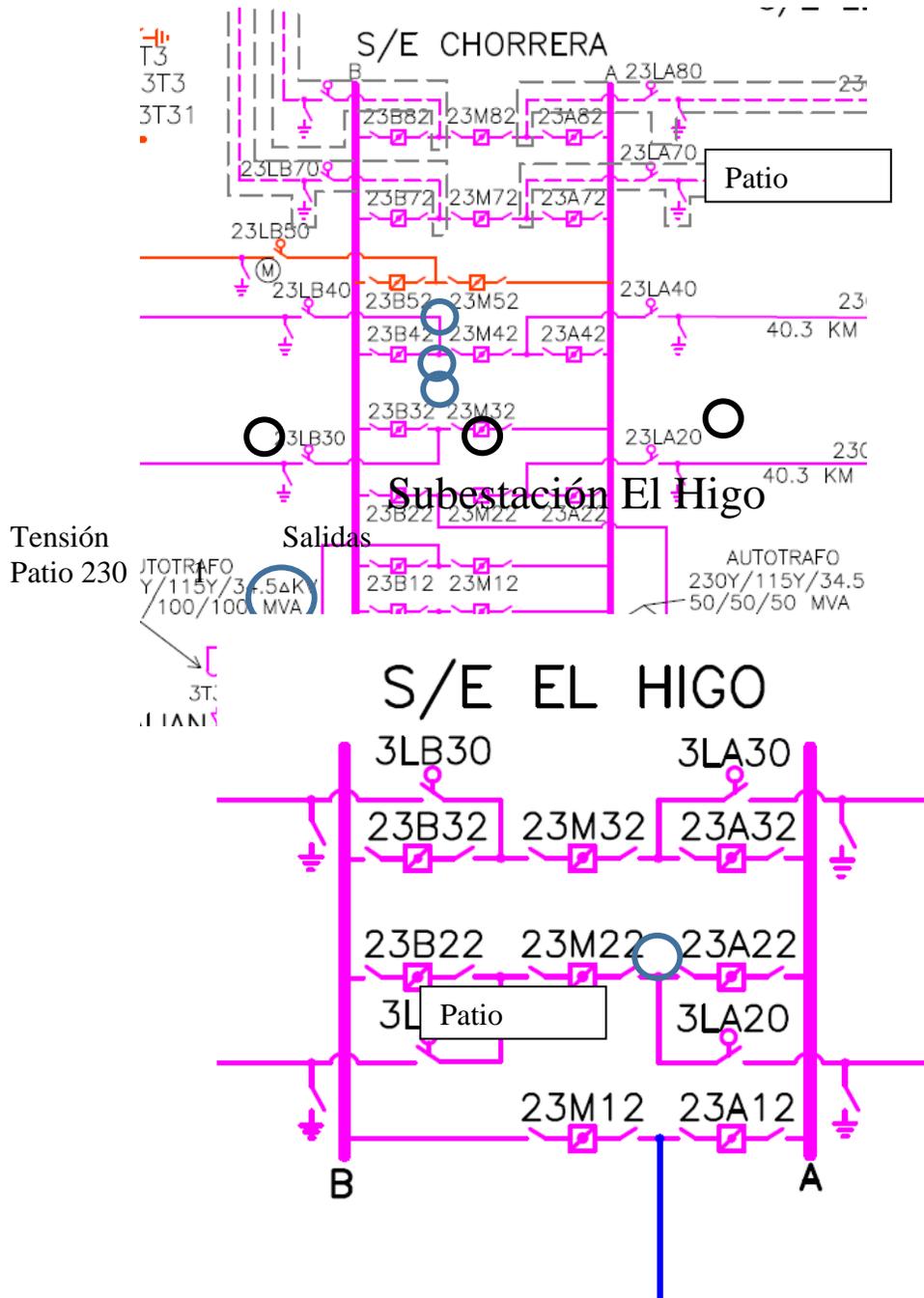
Patio 230

Patio 34.5

Salidas

3









1. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO APROBADO (Res. AN No. 7046 – Elec 23 de enero 2014)

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS
(Miles de Balboas de Diciembre de 2012)

PARAMETROS	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OMT	%		2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
ADMT	%		0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
Tasa depreciación nuevas inversiones	%	3.00%					
RRT	%	7.90%					
ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)							
ACTSPT (Activo bruto Sistema Principal) +PG	B/ MILES	364,992	371,913	427,772	499,609	542,060	677,238
ACTSPTL(Activo bruto SP asignado a la Demanda. Solo parte de ETEESA)	-	-	-	-	-	-	285,458
ACTCT(Activo bruto Conexión)	B/ MILES	21,486	29,937	37,734	37,734	37,734	37,734
ACTH (Activo bruto Hidro. Remanente)	B/ MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	-	-
ACTNSPT(Neto Sistema Principal) + PG	B/ MILES	208,150	203,819	248,218	306,921	334,081	452,697
ACTNSPTL(Neto Sistema Principal asignado Demanda)	-	-	-	-	-	-	285,458
ACTNTC(Neto Conexión)	B/ MILES	8,608	16,294	23,074	21,822	20,571	19,319
ACTNH (Neto Hidro. Remanente)	B/ MILES	269	199	129	59	-	-
ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/ MILES	672,845	679,766	735,625	834,392	876,843	1,012,021
ACTSPTLef (Sistema Principal asignado a la demanda)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	55,584	64,035	71,832	71,832	71,832	71,832
ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE							
ACTSPTef (Sistema Principal) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	553	6,580	12,132	52	47,678
ACTSPTef (Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	1,268	23,806	25,027	17,387	63,439
ACTSPTLef (Asignado a la demanda) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTSPTLef (Asignado a la demanda) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	-	1,402	3,899	-	-	-

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2012	2013	2013	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017
			Sem 1	Sem 2								
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL			23,580	24,179	24,473	26,835	28,611	30,379	31,989	34,366	40,574	42,735
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		6,841	6,855	7,033	7,383	7,713	7,975	8,470	8,822	9,868	10,188
Administración	B/ MILES		2,628	2,634	2,702	2,837	2,964	3,064	3,255	3,390	3,792	3,915
Depreciación	B/ MILES		5,642	5,664	5,327	6,444	6,931	7,647	8,167	8,167	9,712	10,185
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		8,266	8,322	8,571	9,932	10,763	11,782	12,128	13,497	16,963	18,208
Generación Obligada	B/ MILES		203	203	203	203	203	203	203	203	203	203
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía				501	38	38	38	38	288	288	38	38
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA			-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,568
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	2,897	2,897
Administración	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	1,113	1,113
Depreciación	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	4,282	4,282
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	11,276	11,276
CONEXIÓN			1,503	1,695	2,052	2,587	2,546	2,546	2,497	2,497	2,448	2,448
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		564	593	650	729	729	729	729	729	729	729
Administración	B/ MILES		217	228	250	280	280	280	280	280	280	280
Depreciación	B/ MILES		382	424	509	626	626	626	626	626	626	626
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		340	451	644	952	911	911	862	862	813	813
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA			4,020	5,448	4,876	5,168	8,117	5,122	5,387	5,770	5,875	5,133
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES		2,368	3,763	3,087	3,454	3,516	3,067	3,002	3,687	3,207	3,058
Hidrometeorología	B/ MILES		1,652	1,685	1,789	1,715	4,600	2,055	2,385	2,083	2,668	2,076
TOTAL	B/ MILES		29,102	31,322	31,402	34,590	39,274	38,047	39,873	42,633	48,897	50,316

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERÍODO TARIFARIO
(Miles de Balboas de Dic 2012)

RESUMEN		2013	2014	2015	2016	2017
INGRESO ANUAL (Año Calendario)						
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		47,759	51,308	58,990	68,354	83,310
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		-	-	-	-	39,136
CONEXIÓN		3,198	4,639	5,093	4,994	4,895
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		9,468	10,044	13,239	11,158	11,008
Centro Nacional de Despacho		6,131	6,540	6,583	6,689	6,264
Hidrometeorología		3,337	3,504	6,656	4,468	4,744
INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		48,852	55,446	62,388	74,940	-
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		-	-	-	19,568	-
CONEXIÓN		3,747	5,133	5,043	4,945	-
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		10,324	13,285	10,509	11,645	-
Centro Nacional de Despacho		6,850	6,970	6,069	6,894	-
Hidrometeorología		3,474	6,315	4,441	4,751	-
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN		0.96200	0.89157	0.82629	0.76579	0.70972
Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)		VPN(2)				
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		205,160	46,804	49,434	51,534	57,388
230 kV		175,463	40,029	42,278	44,074	49,081
115 kV		29,697	6,775	7,156	7,460	8,307
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		14,985	-	-	-	14,985
230 kV		14,985	-	-	-	14,985
CONEXIÓN		16,135	3,605	4,576	4,167	3,786
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		39,378	9,931	11,844	8,684	8,918
Centro Nacional de Despacho		23,098	6,590	6,214	5,014	5,280
Hidrometeorología		16,280	3,342	5,630	3,669	3,639
TOTAL		275,658	60,340	65,855	64,385	85,078



2. VNR

VALOR NUEVO DE REPOSICIÓN TIPIFICADO (Ajustado de acuerdo a costos eficientes de ASEP.)			
EQUIPAMIENTO	VNR TOTAL	CANTIDAD	PROMEDIO
		Unidad	
Salidas de Conexión			
CXS34.5 Barra Sencilla	3,706	4	926.47
CXS34.5 Interruptor y Medio	15,067	14	1,076.20
CXS115 Barra Sencilla	1,653	3	551.00
CXS115 Interruptor y Medio	5,386	4	1,346.56
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP			
CXS230 Barras Sencillas			
CXS230 Interruptor y Medio	4,704	2	2,352.05
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento			
Reemplazos			
Transformadores			
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	-		
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	11,181	140	79.87
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6,297	100	62.97
CXTR Reductor 20/24 MVA	1,095	24	45.63
Reemplazos			
Líneas			
CXL 115 KV Circuito Sencillo	6,495	38.30	169.58 (1)
CXL 115 KV Doble Circuito			(2)
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR			(3)
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR			(4)
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR			(6)
CXL 230 KV Doble Circuito 1200 ACAR			(5)
Considera las incorporaciones parciales	55,584.10	329.30	

ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE	2sem 2013			1sem 2014			2sem 2014			1sem 2015			2sem 2015			1sem 2016			2sem 2016			1sem 2017		
	VNR incorporado	CANTIDAD Unidades	UNITARIO PROMEDIO	incorporado	CANTIDAD Unidades	UNITARIO	incorporado	CANTIDAD Unidades	UNITARIO	incorporado	CANTIDAD Unidades	PROMEDIO	incorporado	CANTIDAD Unidades	UNITARIO									
Salidas de Conexión																								
CXS34.5 Barra Sencilla																								
CXS34.5 Interruptor y Medio																								
CXS115 Barra Sencilla																								
CXS115 Interruptor y Medio																								
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP																								
CXS230 Barras Sencillas																								
CXS230 Interruptor y Medio							7,797.00		3	2,599.00														
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento																								
Reemplazos																								
Transformadores																								
CXTR Reductor 60/80/100 MVA																								
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	4,185.00	100	41.85	4,266.00	100	42.66																		
CXTR Reductor 30/40/50 MVA																								
CXTR Reductor 20/24 MVA																								
Reemplazos																								
Líneas																								
CXL 115 KV Circuito Sencillo																								
CXL 115 KV Doble Circuito																								
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR																								
CXL 230 KV Doble Circuito 750 ACAR																								
CXL 230 KV Doble Circuito 1200 ACAR																								
	4,185			4,266			7,797			0			0			0			0			0		0

(1) Todas las líneas de 115 KV Circuito sencillo son de conductor 636 AC5R (4) Representa el costo típico para líneas de 230 KV Doble Circuito con conductor 750 ACAR
 (2) El costo típico para las líneas de 115 KV Doble Circuito con de conductor 636 AC5R (5) Representa el costo típico para líneas de 230 KV Doble Circuito con conductor 1200 ACAR
 (3) Representa el costo típico para líneas de 230 KV Circuito Sencillo con conductor 750 AC (6) Representa el costo típico para líneas de 230 KV Circuito Sencillo con conductor 1200 ACAR

3. NÚMERO DE INSTALACIONES

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
 CARGOS DE CONEXIÓN
 Número de instalaciones

DETALLE	Unidad	CHORRERA	LLANO SANCHEZ	MATA DE NANCE	PROGRESO	CHARCO AZUL	Changuinola	Incorporaciones del periodo	TOTALES
Salidas de Conexión									
CXS34.5 Barra Sencilla	salida		2				2		4
CXS34.5 Interruptor y Medio	salida	6		5	3				14
CXS115 Barra Sencilla	salida				1	1	1		3
CXS115 Interruptor y Medio	salida		4						4
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP	salida								
CXS230 Barras Sencillas	salida								
CXS230 Interruptor y Medio	salida	2							2
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	salida							3	3
Transformadores									
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	MVA	100	100						200
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	MVA		140						140
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	MVA	100							100
CXTR Reductor 20/24 MVA	MVA					24			24
Líneas			Caldera - La Estrella	Caldera - Los Valles	Caldera - Pja.Sombrero	Progreso - Charco Azul			TOTALES
CXL 115 KV Circuito Sencillo	km	5.80	2.00	0.50	30.00				38.30



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CARGOS POR CONEXIÓN

GERENCIA DE TRANSMISIÓN

Metodología de Cálculos

4. CARGOS DE CONEXIÓN POR AÑO TARIFARIO

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CARGOS POR CONEXIÓN (AT1)

TIPO DE ACTIVO		UNIDAD	VNR TOTAL	CANTIDAD	VNR UNITARIO PROMEDIO	OMTCT cxj	ADMCT cxj	DEPef cxj	RRTef cxj	QUE SE INCORPORAN	FA ~	CONSIDERADAS (1)	Meses de pago	INGRESO AÑO	
PARAMETROS DE EFICIENCIA											0.46972				
										2.03%	0.78%	3%	7.90%		
Salidas de Conexión															
CXS34 5 Barra Sencilla	Miles Bf./Salida	3,705.87	4.00	926.47	18.81	7.23	27.79	73.19		127.02		59.66	6	119.32	
CXS34 5 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	15,066.74	14.00	1,076.20	21.85	8.39	32.29	85.02		147.55		69.30	6	485.10	
CXS115 Barra Sencilla	Miles Bf./Salida	1,653.01	3.00	551.00	11.19	4.30	16.53	43.53		75.54		35.48	6	53.22	
CXS115 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	5,386.25	4.00	1,346.56	27.34	10.50	40.40	106.38		184.61		86.72	6	173.44	
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP	Miles Bf./Salida	-	-	-	-	-	-	-		N/A		N/A		-	
CXS230 Barras Sencillas	Miles Bf./Salida	-	-	-	-	-	-	-		N/A		N/A		-	
CXS230 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	4,704.11	2.00	2,352.05	47.75	18.35	70.56	185.81		322.47		151.47	6	151.47	
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	Miles Bf./Salida	-	-	-	-	-	-	-						-	
Transformadores															
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	Miles Bf./MVA	8,451.00	200.00	42.26	0.86	0.33	1.27	3.34		5.79		2.72	6	272.00	
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	Miles Bf./MVA	11,181.42	140.00	79.87	1.62	0.62	2.40	6.31		10.95		5.14	6	359.80	
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	Miles Bf./MVA	6,296.77	100.00	62.97	1.28	0.49	1.89	4.97		8.63		4.05	6	202.50	
CXTR Reductor 20/24 MVA	Miles Bf./MVA	1,095.16	24.00	45.63	0.93	0.36	1.37	3.60		6.26		2.94	6	35.28	
Lineas															
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	Miles Bf./km	6,494.76	38.30	169.58	3.44	1.32	5.09	13.40		23.25		10.92	6	209.12	
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
													TOT.	2,061.25	

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CARGOS POR CONEXIÓN (AT2)

TIPO DE ACTIVO		UNIDAD	VNR TOTAL	CANTIDAD	VNR UNITARIO PROMEDIO	OMTCT cxj	ADMCT cxj	DEPef cxj	RRTef cxj	QUE SE INCORPORAN	FA ~	CONSIDERADAS (1)	Meses de pago	INGRESO AÑO	
PARAMETROS DE EFICIENCIA											0.4960				
										2.03%	0.78%	3%	7.90%		
Salidas de Conexión															
CXS34 5 Barra Sencilla	Miles Bf./Salida	3,705.87	4.00	926.47	18.81	7.23	27.79	73.19		127.02		63.00	12	252.00	
CXS34 5 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	15,066.74	14.00	1,076.20	21.85	8.39	32.29	85.02		147.55		73.18	12	1,024.52	
CXS115 Barra Sencilla	Miles Bf./Salida	1,653.01	3.00	551.00	11.19	4.30	16.53	43.53		75.54		37.47	12	112.41	
CXS115 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	5,386.25	4.00	1,346.56	27.34	10.50	40.40	106.38		184.61		91.56	12	365.24	
CXS115 Interruptor y 1/2 con 1IP	Miles Bf./Salida	-	-	-	-	-	-	-		N/A		N/A		-	
CXS230 Barras Sencillas	Miles Bf./Salida	-	-	-	-	-	-	-		N/A		N/A		-	
CXS230 Interruptor y Medio	Miles Bf./Salida	4,704.11	2.00	2,352.05	47.75	18.35	70.56	185.81		322.47		159.93	12	319.86	
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	Miles Bf./Salida	7,797.00	3.00	2,599.00	52.76	20.27	77.97	205.32		356.32		176.72	12	539.16	
Transformadores															
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	Miles Bf./MVA	8,451.00	200.00	42.26	0.86	0.33	1.27	3.34		5.79		2.87	12	574.00	
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	Miles Bf./MVA	11,181.42	140.00	79.87	1.62	0.62	2.40	6.31		10.95		5.43	12	760.20	
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	Miles Bf./MVA	6,296.77	100.00	62.97	1.28	0.49	1.89	4.97		8.63		4.28	12	429.00	
CXTR Reductor 20/24 MVA	Miles Bf./MVA	1,095.16	24.00	45.63	0.93	0.36	1.37	3.60		6.26		3.10	12	74.40	
Lineas															
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	Miles Bf./km	6,494.76	38.30	169.58	3.44	1.32	5.09	13.40		23.25		11.53	12	441.60	
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	Miles Bf./km	-	-	-	-	-	-	-				N/A		-	
													TOT.	4,883.39	



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CARGOS POR CONEXIÓN

GERENCIA DE TRANSMISIÓN

Metodología de Cálculos

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.													
CARGOS POR CONEXIÓN (AT3)													
CX cxj, por equipamiento típico de conexión		1) PARA INSTALACIONES QUE SE INCORPORAN											
		CX cxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTef cxj * DEPN + ACTCTef cxj * RRT)											
		2) PARA INSTALACIONES CONSIDERADAS EN LOS CÁLCULOS TARIFARIOS											
		CX cxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTef cxj * DEPN + ACTCTef cxj * RRT)FA											
TIPO DE ACTIVO	UNIDAD	VNR TOTAL	CANTIDAD	VNR UNITARIO PROMEDIO	OMTCTcxj	ADMCT cxj	DEPeF cxj	RRTef cxj	QUE SE INCORPORAN	FA -	CONSIDERADAS (1)	Meses de pago	INGRESO AÑO
PARAMETROS DE EFICIENCIA									0.4960				
Salidas de Conexión													
CXS34 5 Barra Sencilla	Miles B/ /Salida	3,705.87	4.00	926.47	18.81	7.23	27.79	73.19	127.02		63.00	12	252.00
CXS34 5 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	15,066.74	14.00	1,076.20	21.85	8.39	32.29	85.02	147.55		73.18	12	1,024.52
CXS115 Barra Sencilla	Miles B/ /Salida	1,653.01	3.00	551.00	11.19	4.30	16.53	43.53	75.54		37.47	12	112.41
CXS115 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	5,386.25	4.00	1,346.56	27.34	10.50	40.40	106.38	184.61		91.56	12	366.24
CXS115 Interruptor y 1/2 con TIP	Miles B/ /Salida	-	-	-	-	-	-	-	N/A		N/A		-
CXS230 Barras Sencilas	Miles B/ /Salida	-	-	-	-	-	-	-	N/A		N/A		-
CXS230 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	4,704.11	2.00	2,352.05	47.75	18.35	70.56	185.81	322.47		159.93	12	319.86
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	Miles B/ /Salida	7,797.00	3.00	2,599.00	52.76	20.27	77.97	205.32	356.32		176.72	12	530.16
Transformadores													
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	Miles B/ /MVA	8,451.00	200.00	42.26	0.86	0.33	1.27	3.34	5.79		2.87	12	574.00
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	Miles B/ /MVA	11,181.42	140.00	79.87	1.62	0.62	2.40	6.31	10.95		5.43	12	760.20
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	Miles B/ /MVA	6,296.77	100.00	62.97	1.28	0.49	1.89	4.97	8.63		4.28	12	428.00
CXTR Reductor 20/24 MVA	Miles B/ /MVA	1,095.16	24.00	45.63	0.93	0.36	1.37	3.60	6.26		3.10	12	74.40
Lineas													
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	Miles B/ /km	6,494.76	38.30	169.58	3.44	1.32	5.09	13.40	23.25		11.53	12	441.60
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
TOTAL												4,883.39	

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.													
CARGOS POR CONEXIÓN (AT4)													
CX cxj, por equipamiento típico de conexión		1) PARA INSTALACIONES QUE SE INCORPORAN											
		CX cxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTef cxj * DEPN + ACTCTef cxj * RRT)											
		2) PARA INSTALACIONES CONSIDERADAS EN LOS CÁLCULOS TARIFARIOS											
		CX cxj = (ADMCTcxj + OMTCTcxj + ACTCTef cxj * DEPN + ACTCTef cxj * RRT)FA											
TIPO DE ACTIVO	UNIDAD	VNR TOTAL	CANTIDAD	VNR UNITARIO PROMEDIO	OMTCTcxj	ADMCT cxj	DEPeF cxj	RRTef cxj	QUE SE INCORPORAN	FA -	CONSIDERADAS (1)	Meses de pago	INGRESO AÑO
PARAMETROS DE EFICIENCIA									0.4960				
Salidas de Conexión													
CXS34 5 Barra Sencilla	Miles B/ /Salida	3,705.87	4.00	926.47	18.81	7.23	27.79	73.19	127.02		63.00	12	252.00
CXS34 5 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	15,066.74	14.00	1,076.20	21.85	8.39	32.29	85.02	147.55		73.18	12	1,024.52
CXS115 Barra Sencilla	Miles B/ /Salida	1,653.01	3.00	551.00	11.19	4.30	16.53	43.53	75.54		37.47	12	112.41
CXS115 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	5,386.25	4.00	1,346.56	27.34	10.50	40.40	106.38	184.61		91.56	12	366.24
CXS115 Interruptor y 1/2 con TIP	Miles B/ /Salida	-	-	-	-	-	-	-	N/A		N/A		-
CXS230 Barras Sencilas	Miles B/ /Salida	-	-	-	-	-	-	-	N/A		N/A		-
CXS230 Interruptor y Medio	Miles B/ /Salida	4,704.11	2.00	2,352.05	47.75	18.35	70.56	185.81	322.47		159.93	12	319.86
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	Miles B/ /Salida	7,797.00	3.00	2,599.00	52.76	20.27	77.97	205.32	356.32		176.72	12	530.16
Transformadores													
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	Miles B/ /MVA	8,451.00	200.00	42.26	0.86	0.33	1.27	3.34	5.79		2.87	12	574.00
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	Miles B/ /MVA	11,181.42	140.00	79.87	1.62	0.62	2.40	6.31	10.95		5.43	12	760.20
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	Miles B/ /MVA	6,296.77	100.00	62.97	1.28	0.49	1.89	4.97	8.63		4.28	12	428.00
CXTR Reductor 20/24 MVA	Miles B/ /MVA	1,095.16	24.00	45.63	0.93	0.36	1.37	3.60	6.26		3.10	12	74.40
Lineas													
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	Miles B/ /km	6,494.76	38.30	169.58	3.44	1.32	5.09	13.40	23.25		11.53	12	441.60
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	Miles B/ /km	-	-	-	-	-	-	-	-		N/A		-
TOTAL												4,883.39	



5. FACTOR DE ADAPTACIÓN

CARGOS POR CONEXIÓN: COEFICIENTE DE ADAPTACIÓN (FA) ASOCIADO AL VALOR HISTÓRICO

Coeficiente de adaptación de los activos = FA						
FA= IPCT / IPCT vnr						
VP del IPCT						
Años Tarifarios	Miles de B/. VPN	16,135	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Valor Presente			3,605	4,576	4,167	3,786
VP IPCT vnr						
Años Tarifarios	Miles de B/. VPN	32,533	8073	8780	8137	7542
Valor Presente						
FA= VP DEL IPCT / VP DEL IPCT vnr						
0.4960						



6. INSTALACIONES DE EXPANSION CONDICIONADAS

PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B/.Salida	
1 IP - 230 KV	226.97	N/A
2 IP - 230 KV	394.04	N/A
1 IP - 115 KV	158.71	N/A
2 IP - 115 KV	273.50	N/A
1 IP - 34.5 KV	58.05	N/A
2 IP - 34.5 KV	93.27	N/A

6. RESOLUCION AN No. 7046-Elec 23 de enero 2014

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 7046-Elec Panamá, 23 de enero de 2014

"Por la cual se resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A., en contra de la Resolución AN No.6986-Elec de 7 de enero de 2014."

LA ADMINISTRADORA GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución AN No.6986-Elec de 7 de enero de 2014, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante, la Autoridad Reguladora) aprobó la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA) para el período tarifario del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017 y se le ordena presentar el Pliego Tarifario;
4. Que dicha Resolución fue notificada personalmente al Representante Legal de EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA) el día 8 de enero de 2014;
5. Que en tiempo oportuno, la empresa EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA), por intermedio de su Apoderado Especial, presentó recurso de reconsideración en contra de la Resolución AN No.6986-Elec de 7 de enero de 2014, solicitando la modificación de la referida Resolución, argumentando, entre otras cosas, lo siguiente:
 - 5.1. Que con referencia al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), la Autoridad Reguladora indicó que la diferencia entre los costos VNR propuestos por ETESA y los determinados por ASEP están basados en un análisis de costos directos de acuerdo a los factores de ajustes del Índice de Precios al Consumidor (IPC) e Índice de Precios al por mayor (IPM) y a valores de referencia de las propias licitaciones de ETESA. Al respecto, algunos costos de referencias listados se consideran razonables, pero hay otros que están fuera de los valores obtenidos por ETESA en licitaciones.
 - 5.2. Además, señalan que los costos unitarios utilizados por ETESA para el cálculo del VNR de las subestaciones y de las líneas de transmisión se apegan más a los costos reales obtenidos en las recientes licitaciones que los propuestos e incluyen algunos ejemplos de los costos unitarios obtenidos en las licitaciones de las subestaciones El Higo y San Bartolo y de la línea transmisión Santa Rita - Panamá II y los comparan con los valores presentados por la Autoridad Reguladora.
 - 5.3. Asimismo indican que con las comparativas presentadas queda demostrado que el valor de VNR para líneas de transmisión presentada por ETESA se aproxima más a valores reales de costos que los propuestos por la ASEP, tomando en cuenta los costos de la Licitación 2012-2-78-0-08-LA-002195, realizada el 1 de marzo de 2012. Por tal

7.

Resolución AN No. 7046 Eléc
de 13 de enero de 2014
Página 2 de 5

razón, solicitan que se reconozca el VNR propuesto por ETESA, tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión y Conexión. Asimismo presentan información de las licitaciones y listas de precios.

- 5.4. Con respecto al Cuadro Resumen del Modelo de cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP), referente a las líneas de conexión para el año 2016, en la Celda H71, argumentan que se está considerando la sumatoria del segundo semestre del año 2014 lo cual parece un error y en la Celda 171 se está considerando el primer semestre del año 2015, debiendo ser todo el año 2017, es decir la sumatoria de las Celdas M49 y N49.
- 5.5. Finalmente, solicitan a esta Autoridad Reguladora, se sirva reconsiderar la decisión adoptada en la Resolución recurrida y se tomen en cuenta los cálculos expresados por el recurrente.
6. Que mediante Providencia de 17 de enero de 2014, esta Autoridad Reguladora, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 169 de la Ley 38 de 31 de julio de 2000, concedió el recurso de reconsideración interpuesto en el efecto suspensivo y, a falta de contraparte, procedió a resolver según lo que consta en autos;
7. Que respecto a las consideraciones planteadas en el recurso de reconsideración presentado por el Apoderado Especial de la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA), esta Autoridad Reguladora debe indicar lo siguiente:
- 7.1. La estimación del VNR se utiliza sólo para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, no obstante, este resultado debe corresponder con una gestión eficiente de la empresa en sus inversiones. Por tanto, si ETESA obtiene, por ejemplo, precios muy distintos en dos licitaciones, los valores válidos para estimar el VNR son los menores y no el promedio o el mayor. Así las cosas, al valorar las diferentes comparativas argumentadas, somos del siguiente criterio:

7.1.1. Con referencia a las subestaciones:

ETESA da como ejemplo dos licitaciones recientes: Subestación El Higo (SE El Higo) y Subestación San Bartolo (SE San Bartolo). Si se observan los dos casos presentados en el recurso de reconsideración y de las listas de precios referidas, resulta que:

- Los precios de materiales estimados por la Autoridad Reguladora son, en promedio, 16% inferiores que los estimados por ETESA. Teniendo en cuenta la referencia de la SE San Bartolo, se considera que son valores razonablemente eficientes y la Autoridad Reguladora no encuentra argumentos para modificarlos.
- Para el rubro Montaje se utilizará el 12.7% y para el rubro de Obras Civiles generales se utilizará el valor de 28.2%, que resultó en la licitación de la SE El Higo ya que son los que resultaron ser eficientes.
- El resto de los parámetros utilizados por la Autoridad Reguladora para el cálculo del VNR se consideran razonables.

Con estas adecuaciones, el VNR de subestaciones se modifica a los valores presentados en los siguientes cuadros:

Resolución AN No. 7046³tec
de 23 de enero de 2014
Página 3 de 5

SPT		
SUBESTACION	VNR ETESA	VNR [B./J]
PANAMA II Pato 230 kV	31,142,222	26990605
PANAMA II Pato 115 kV	17,594,845	14365889
PANAMA Pato 230 kV	32,535,821	26150441
PANAMA Pato 115 kV	25,528,522	20327100
CHORRERA Pato 230 kV	11,192,477	9177832
LLANO SANCHEZ Pato 230 kV	43,135,937	35371468
VELADERO Pato 230 kV	31,662,112	25962032
GUASQUITAS Pato 230 kV	12,568,292	10306000
MATA DE NANCE Pato 230 kV	31,762,357	26127536
MATA DE NANCE Pato 115 kV	6,817,198	5452757
PROGRESO Pato 230 kV	14,915,277	12274272
FORTUNA NAVE 3 Pato 230 kV	5,072,677	4159556
CHANGUNOLA Pato 230 kV	13,659,319	11247114
CACERES Pato 115 kV	9,444,603	755842
SANTARITA Pato 115 kV	6,659,069	539271
CALDERA Pato 115 kV	7,000,760	5600632
TOTAL	300,751,737	245,530,481

Estratégicas		
SUBESTACION	VNR ETESA	VNR [B./J]
BOQUERON II Pato 230 kv	9,831,653	8,616,972
CALDERA Pato 115 kV	4,564,075	3,711,607
TOTAL	14,395,728	12,328,579

Subestaciones Conexión				
SUBESTACION	VNR ETESA	VNR [B./J]		
		TOTAL	TRA'OS	RESTO
CHORRERA Pato 230kV	13,042,511	11,000,880	6,296,771	4,704,110
CHORRERA Pato 34kV	7,793,250	6,234,606		6,234,606
LLANO SANCHEZ Pato 230kV	13,409,583	11,377,729	11,181,421	185,308
LLANO SANCHEZ Pato 115kV	6,487,435	5,189,948		5,189,948
LLANO SANCHEZ Pato 34kV	2,558,971	2,047,177		2,047,177
MATA DE NANCE Pato 34kV	6,333,147	5,096,518		5,096,518
PROGRESO Pato 115kV	1,536,683	1,229,330		1,229,330
PROGRESO Pato 34kV	4,707,025	3,765,620		3,765,620
CHANGUNOLA Pato 115kV	145,700	116,560		116,560
CHANGUNOLA Pato 34kV	2,073,363	1,658,690		1,658,690
CHARCO AZUL Pato 115 kV	1,752,853	1,402,283	1,055,162	307,120
TOTAL	59,839,509	49,089,337	18,573,354	30,515,983

7.1.2. Con referencia a las líneas de transmisión:

ETESA presenta cuestionamientos a una serie de valores de referencia mencionados por la Autoridad Reguladora, en base a la Licitación 2012-2-78-0-08-LA-002195 y presenta un cuadro con los valores estimados por ETESA, por la Autoridad Reguladora y los calculados por ETESA según la licitación. Respecto de los cálculos de ETESA sobre la base de la licitación se observa lo siguiente:

- La longitud de la línea de 115 kV es 22 km según varias referencias y no 21 km como lo indicó ETESA. En 230 kV la longitud es 29 km y no 27 km como lo indica ETESA.
- El renglón de Repuestos no debe contemplarse pues los mismos se cubren con lo asignado a gastos de Operación y Mantenimiento.
- El costo correspondiente al desmontaje de torres de la línea de 115 kV no corresponde tenerlo en cuenta.
- Haciendo los ajustes señalados, los valores resultantes se muestran en el siguiente cuadro, columna central:

Rubro	Costo Estimado por ETESA según Licitación 2195 (B./ x 10 ⁶ /km)	Costo Estimado por ASEP según Licitación 2195 (B./ x 10 ⁶ /km) (*)	Costo Estimado por ASEP para cálculo VNR (B./ x 10 ⁶ /km)
Conductor y accesorios de línea de 115 kV, doble circuito 636 ACSIR	43.06	39.42	38.61
Hilo de Guardia y accesorios 230 kV doble circuito	3.06	2.80	1.86
Sistema de Puesta a Tierra (línea 115 kV, doble circuito)	2.53	2.21	2.21
Fundaciones (línea 230 kV doble circuito)	28.48	26.51	23.38
Montaje (línea 115 kV doble circuito)	27.30	26.06	25.75
Aisladores y Herrajes para línea 115 kV	7.18	6.14	7.18 (**)

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

(*) Contemplando las correcciones mencionadas en los puntos anteriores

(**) Este valor contempla los amortiguadores de vibración y los empalmes a compresión del Hilo de Guardia y del Conductor que ahora están incluidos en los costos del Hilo de Guardia y del Conductor





Resolución AN No. 7046-Elec
de 23 de enero de 2014
Página 4 de 5

Procediendo a realizar los ajustes correspondientes al VNR de líneas, resultan los siguientes valores:

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA SPT									
LINEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LINEA	AÑO	LONG. (km)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		COSTO (B./M.)	VNR (B./M.)
						Normal	Cont.		
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B 2A	BAYATO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	635 ACSR	186.0	350.0	296.140	20,178,952
	230-1C 2B	PANAMA I - PANAMA	1976	12.84	635 ACSR	186.0	350.0	315.210	4,070,819
	230-3A 4A	PANAMA - CHORRERA	1978	20.00	750 ACAR	193.0	366.0	372.616	10,820,026
	230-3B 4B	CHORRERA - LL. SANCHEZ	1978	142.15	750 ACAR	193.0	366.0	272.616	33,763,235
	230-5A 6A	LL. SANCHEZ - VELADERO	1978	100.35	750 ACAR	193.0	366.0	272.616	28,956,456
	230-5B 6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.43	750 ACAR	193.0	366.0	272.616	23,033,536
	230-7 B	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0	272.616	10,223,104
	230-12 13	LL. SANCHEZ - PANAMA II	2006	190.00	1200 ACAR	276.0	450.0	331.241	64,502,056
	230-14 15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	276.0	450.0	331.241	36,429,131
	230-16 17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	276.0	450.0	331.241	27,903,648
	230-18, 29	GUASQUITAS - FORTUNA	2003 y 2012	16.00	1200 ACAR	276.0	450.0	331.241	5,279,861
	230-20A, 20B, 30	FORTUNA - CHANGUNOLA	2009 y 2012	104.65	750 ACAR	193.0	366.0	272.616	28,832,000
		TOTAL		1,800.45				288,712,317	
LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON II	1959	29.00	750 ACAR	193.0	366.0	185.270	4,543,370
	230-9B	BOQUERON II - PROGRESO	1966	27.00	750 ACAR	193.0	366.0	185.270	4,543,370
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1956	9.70	750 ACAR	193.0	366.0	185.270	1,777,745
	230-21	CHANGUNOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	304.0	450.0	185.270	2,749,094
	230-2X	DESVIACION FORTUNA	2012	1.53	750 ACAR	193.0	366.0	185.270	274,500
		TOTAL		83.23				14,683,692	
LINEAS DE 115 KV DOBLE CIRCUITO	115-1A 2A	CACERES - STA. RITA	2001	45.60	635 y 1200	150.0	175.0	205.561	13,311,871
	115-1B 2B	STA. RITA - BIM I	2004	6.20	635 ACSR	150.0	175.0	241.654	1,429,496
	115-15 16	MATA NANCE - CALDERA	1970	23.60	635 ACSR	93.0	175.0	241.654	6,046,353
115-3A, 3B, 4A, 4B	BAMA LAS MINAS - PANAMA	1972	54.00	635 ACSR	150.0	175.0	241.654	13,060,123	
		TOTAL		131.89				33,932,220	
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	9.60	635 ACSR	93.0	175.0	215.450	170,752
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT	2008	0.63	750 X/PE	143.0	178.0	1,164.070	931,730
		TOTAL		1.62					1,102,496
		TOTAL SPT		1,214.25				348,431,127	

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA CONEXIÓN									
LINEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LINEA	AÑO	LONG. (km)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		COSTO (B./M.)	VNR (B./M.)
						Normal	Cont.		
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.60	635 ACSR	93.0	175.0	163.370	933,541
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.10	635 ACSR	93.0	175.0	163.370	329,151
	115-19	CALDERA - PANA DE BOBBERO	1982	0.50	635 ACSR	93.0	175.0	163.370	84,780
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1983	20.00	635 ACSR	93.0	175.0	163.370	5,087,282
		TOTAL		28.30					6,494,754

- 7.2. Respecto a los errores en las sumatorias en el Cuadro Resumen del modelo de cálculo del IMP, la observación de ETESA es correcta. Se procederá a corregir en modelo de cálculo. Sin embargo, cabe mencionar que esa corrección no afectaba el cálculo del IMP presentado.
8. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que antecedan, esta Autoridad Reguladora concluye que el recurrente ha presentado elementos de juicio que permiten variar parcialmente la decisión adoptada mediante la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014, motivo por el cual esta Autoridad Reguladora,

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR el resuelto Tercero de la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014, el cual queda así:

"TERCERO: APROBAR el monto del Ingreso Máximo Permitido, detallado en el Anexo A para el periodo tarifario del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, el cual se desglosa de la siguiente manera:

IMP	Valor Presente Neto al 1 de julio de 2013 (En miles de Balboas)
Sistema Principal de Transmisión Asociado a Generación y Demanda	205,160
Equipamiento del Sistema Principal Asociado Totalmente a la Demanda	14,985
Sistema de Conexión	16,135
Servicio de Operación Integrada	39,378
CND	23,098
Hidrometeorología	16,280
Total	275,658

Resolución AN No. 7046-Elec
de 23 de enero de 2014
Página 3 de 5

SEGUNDO: ACTUALIZAR el Anexo B de la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014 que contiene el informe de la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), a fin de que sea consistente con la modificación aprobada. Este informe estará disponible en la página electrónica de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos www.asep.gob.pa.

TERCERO: MODIFICAR el resuelto Sexto de la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014, el cual queda así:

"SEXTO: INDICAR que el nuevo Pliego Tarifario deberá ser presentado a más tardar el 29 de enero de 2014. Este pliego debe considerar que hasta el mes de diciembre de 2013 se aplicará el vigente y que el nuevo Pliego Tarifario se aplicará a partir del primero (1°) de enero de 2014."

CUARTO: ADVERTIR que se mantiene en todas sus partes el resto de la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014.

QUINTO: COMUNICAR a la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA) que la presente Resolución rige a partir de su notificación y que con la misma queda agotada la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2005; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; y, Ley No.38 de 31 de julio de 2000.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 24 días del mes de 01 de 20 14


FICHA AUTORIZADA