

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A**  
**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**  
**AÑO TARIFARIO No. 1**  
**(1ro de julio 2013 al 30 de junio 2014)**

## ÍNDICE

---

1.	INTRODUCCIÓN.....	7
2.	MARCO LEGAL:.....	7
3.	METODOLOGÍA.....	7
4.	CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT) Actualizados – Año 1.....	9
4.3	CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) Actualizados – Año 1.....	10

# **ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**

## **AÑO TARIFARIO No. 1**

### **(01/julio/2013 – 30/junio/2014)**

#### **1. INTRODUCCIÓN**

---

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presenta a la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la Actualización del Año Tarifario No. 1 (1ro de julio 2013 al 30 de junio 2014) de acuerdo a lo que establecen las normas y procedimientos que rigen la actividad de servicio de transmisión de energía eléctrica.

Este proceso de actualización es requerido, producto de los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica al inicio de cada año tarifario, consiguientemente; los pagos por este servicio son considerados preliminares y sujetos a reajustes. Concluido el año tarifario No. 1 corresponde a ETESA realizar los ajustes para cada agente, entre lo pagado en el año tarifario No.1 y lo que realmente debería haber pagado.

#### **2. MARCO LEGAL:**

---

El análisis se enmarca en el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

#### **3. METODOLOGÍA**

---

Estos cargos se han actualizado, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, según lo establecido en las Secciones IX.3.2 (Artículo 190) y en el Capítulo XI.2 (Artículo 213).

Desde el 1° de julio de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013 se facturó con la tarifa del periodo tarifario anterior (julio 2012 a junio 2013); y a partir del 1° de enero de 2014, con la tarifa previamente aprobada para este periodo.

Para la actualización de los cargos correspondientes al año tarifario No. 1 se contempló lo siguiente:

- El Ingreso Máximo Permitido actualizado que considera la actualización de la fecha de entrada de nuevas instalaciones contenidas en el Plan de inversiones y el análisis de las inversiones aprobadas en tarifas (ejecutadas, reprogramadas, variación de las fechas de entrada en operación comercial, variación de la capacidad y demanda), la cantidad de personal del Centro Nacional de Despacho y de Hidrometeorología realmente contratada y en funciones. y las nuevas estimaciones de Generación obligada.

**En el anexo 1 se presentan los valores del IMP preliminar y el ajustado, para el Sistema Principal de Transmisión y para el Servicio de Operación Integrada.**

- Se recalculan los Cargos de acuerdo a lo que establece el Artículo 197 del Reglamento de Transmisión para lo cual se utilizarán los siguientes escenarios:

Nueve (9) escenarios típicos representativos de horas pico, valle y resto de días hábiles, sábado y domingo para cada mes del año tarifario, cuya fuente es el despacho real ejecutado. Se asigna una duración  $T_e$  a cada escenario representativo de tal forma que en conjunto sumen de 8762 hora del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtienen con un modelo de flujo de potencia desacoplado rápido tipo “DC load Flow”, sin considerar las resistencias de los componentes de la red y con todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

**En el anexo 2 se presentan los valores de la capacidad instalada y la demanda máxima no coincidente real del Año Tarifario 1, valores previstos y reales.**

Para los cargos por el Servicio de Operación Integrada que incluyen los costos asociados al Centro Nacional de Despacho (CND) y de Hidrometeorología según el Ingreso Máximo Permitido ajustado y se recuperan por partes iguales entre los agentes productores y agentes consumidores vinculados física y eléctricamente al

Sistema Interconectado Nacional (SIN). El Cargo por el Servicio de Operación Integrada se aplicará a la capacidad instalada, en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

- Se ajusta a la demanda del 95% del ingreso anual percibido por el SOI de aquellos agentes que pagaron por el Uso Esporádico de Transmisión por las transacciones con agentes de países del MER.

**En el anexo 3, se presentan los montos del ingreso anual percibido en el año tarifario 1 por el SOI Esporádico.**

#### 4. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT) Actualizados – Año 1

En el Cuadro N° 1 se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión actualizados, determinados mediante el Método del Seguimiento Eléctrico, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente.

CUADRO No. 1  
SEGUIMIENTO ELECTRICO  
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

GENERACIÓN (B./MW)		DEMANDA (B./MW)	
Zona	Año 1 01/01/2014 30/06/2014	Zona	Año 1 01/01/2014 30/06/2014
1	1.031	1	0.119
2	4.815	2	0.000
3	0.924	3	0.000
4	3.146	4	0.367
5	3.064	5	1.895
6	0.000	6	1.242
7	0.000	7	0.397
8	0.953	8	0.000
9	0.000	9	0.016
10	3.555	10	0.637

En el Cuadro N° 2 se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión actualizados, mediante el Método de Estampilla Postal, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente.

**CUADRO No.2**  
**ESTAMPILLA POSTAL**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

GENERACIÓN		DEMANDA	
(B./MW-Año)	Año 1	(B./MW-Año)	Año 1
Zona	01/01/2014 30/06/2014	Zona	01/01/2014 30/06/2014
1,2,3,4,5y 10	3.881	CADIC)	2.736
6,7 y 9	0.000	5,6,7,8,9 y 10	
8	1.940	(incluido CADIC)	6.855

**Para los cargos CUSPT presentados se adjunta el modelo de cálculo correspondiente a los cálculos realizados.**

#### **En el Anexo 4 se presentan los Cargos CUSPT preliminares del Año Tarifario 1**

Con los nuevos cargos y los valores reales de capacidad instalada, demanda máxima no coincidente y energía generada, se recalculará la facturación del año No. 1 para cada agente.

El Ajuste para cada agente, de lo que pago con lo que realmente debió haber pagado generará un crédito a su favor, si lo pagado es mayor a lo que debió haber pagado, o un débito, si lo pagado es menor a lo que debió haber pagado.

Adicionalmente se calculará para la demanda el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió ETESA por los cargos regionales.

### **4.3 CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)** **Actualizados – Año 1**

En el cuadro No. 3, se presentan los cargos por servicio de operación integrada que resultan del proceso de actualización.

Cuadro No. 3

CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA

(Balboas por KW / mes)

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B./kW/mes)			
	2013-2014		
	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1741	0.1148	0.0593
Agentes Consumidores	0.2874	0.1896	0.0978

Para los cargos por el Servicio de Operación Integrada de adjunta el modelo de cálculo correspondiente a los cálculos realizados.

Con los cargos SOI ajustados se facturará todo el año No. 1 con el fin de determinar los ajustes.

En el Anexo 5 se presentan los cargos por el Servicio de Operación Integrada preliminares del Año Tarifario 1.

## **ANEXOS**

**Anexo 1**

**Ingreso Máximo Permitido Previsto**

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%					
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
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 ETESA)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTC(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)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTNTO( 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	-	-
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)</b>							
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
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
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	-	1,402	3,899	-	-	-

  

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS												
		2012	2013	2013	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017
			Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>												
Operación y Mantenimiento	B/ MILES	23,580	24,179	24,473	26,835	28,611	30,379	31,989	34,366	40,574	42,735	
Administración	B/ MILES	6,841	6,855	7,033	7,383	7,713	7,975	8,470	8,822	9,868	10,188	
Depreciación	B/ MILES	2,628	2,634	2,702	2,837	2,964	3,064	3,255	3,390	3,792	3,915	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES	5,642	5,664	5,927	6,444	6,931	7,318	7,647	8,167	9,712	10,185	
Generación Obligada	B/ MILES	8,266	8,322	8,571	9,932	10,763	11,782	12,128	13,497	16,965	18,208	
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/ MILES	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203	
			501	38	38	38	38	288	288	38	38	
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>												
Operación y Mantenimiento	B/ MILES	-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,568	
Administración	B/ MILES	-	-	-	-	-	-	-	-	2,897	2,897	
Depreciación	B/ MILES	-	-	-	-	-	-	-	-	1,113	1,113	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES	-	-	-	-	-	-	-	-	4,282	4,282	
										11,276	11,276	
<b>CONEXIÓN</b>												
Operación y Mantenimiento	B/ MILES	1,503	1,695	2,052	2,587	2,546	2,546	2,497	2,497	2,448	2,448	
Administración	B/ MILES	564	593	650	729	729	729	729	729	729	729	
Depreciación	B/ MILES	217	228	250	280	280	280	280	280	280	280	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES	382	424	509	626	626	626	626	626	626	626	
		340	451	644	952	911	911	862	862	813	813	
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>												
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES	4,020	5,448	4,876	5,168	8,117	5,122	5,387	5,770	5,875	5,133	
Hidrometeorología	B/ MILES	2,368	3,763	3,087	3,454	3,516	3,067	3,002	3,687	3,207	3,058	
		1,652	1,685	1,789	1,715	4,600	2,055	2,385	2,083	2,668	2,076	
<b>TOTAL</b>	<b>B/ MILES</b>	<b>29,102</b>	<b>31,322</b>	<b>31,402</b>	<b>34,590</b>	<b>39,274</b>	<b>38,047</b>	<b>39,873</b>	<b>42,633</b>	<b>48,897</b>	<b>50,316</b>	

  

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO (Miles de Balboas de Dic 2012)						
RESUMEN		2013	2014	2015	2016	2017
<b>INGRESO ANUAL (Año Calendario)</b>						
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		47,759	51,308	58,990	66,354	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
<b>INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)</b>		<b>2013-2014</b>	<b>2014-2015</b>	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		48,852	55,446	62,368	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	-
<b>FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>		<b>0.96200</b>	<b>0.89157</b>	<b>0.82629</b>	<b>0.76579</b>	
<b>Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)</b>	<b>VPN(2)</b>					
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
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
<b>TOTAL</b>		<b>275,658</b>	<b>60,340</b>	<b>65,855</b>	<b>64,385</b>	<b>85,078</b>

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AJUSTADO**

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%					
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
ACTSPT (Activo bruto Sistema Principal) + PG	B/ MILES	364,992	368,871	417,173	498,609	541,060	676,238
ACTSPTL (Activo bruto SP asignado a la Demanda. Solo parte de ETESA)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTCT (Activo bruto Conexión)	B/ MILES	21,486	21,486	21,486	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	200,777	237,711	306,331	333,521	452,166
ACTNSPTL (Neto Sistema Principal asignado Demanda)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTNTCI (Neto Conexión)	B/ MILES	8,608	7,943	7,079	22,563	21,312	20,060
ACTNH (Neto Hidro. Remanente)	B/ MILES	269	199	129	59	-	-
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año - VNR)</b>							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/ MILES	672,845	676,724	725,026	833,392	875,843	1,011,021
ACTSPTLef (Sistema Principal asignado a la demanda)	B/ MILES	-	-	-	-	-	285,458
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	55,584	55,584	55,584	71,832	71,832	71,832
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
ACTSPTef (Sistema Principal) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	553	3,708	14,628	52	47,578
ACTSPTLef (Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	1,014	13,023	29,436	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	-	-	-	2,599	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/ MILES	-	-	-	5,300	-	-

		2012	2013	2013	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2017	2017
			Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2
<b>INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS</b>			23,416	23,997	23,871	25,148	28,230	30,260	31,937	34,313	40,523	42,6
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>			6,841	6,850	6,944	7,133	7,656	7,957	8,460	8,812	9,858	10,1
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		2,628	2,632	2,668	2,741	2,942	3,057	3,251	3,386	3,788	3,9
Administración	B/ MILES		5,642	5,656	5,795	6,075	6,847	7,292	7,632	8,152	9,697	10,1
Depreciación	B/ MILES		8,266	8,302	8,224	8,959	10,545	11,715	12,104	13,474	16,941	18,1
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		39	39	203	203	203	203	203	203	203	2
Generación Obligada	B/ MILES											
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía				518	38	38	38	38	288	288	38	
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>			-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,5
<b>CONEXIÓN</b>			1,503	1,503	1,473	1,473	1,799	2,169	2,526	2,526	2,477	2,4
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		554	564	564	564	617	672	729	729	729	7
Administración	B/ MILES		217	217	217	217	237	258	280	280	280	2
Depreciación	B/ MILES		382	382	382	382	460	541	626	626	626	6
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		340	340	310	310	485	698	891	891	842	8
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>			3,855	4,190	5,355	5,217	8,142	5,332	5,482	5,945	5,875	5,1
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES		2,203	2,620	3,676	3,502	3,541	3,277	3,097	3,862	3,207	3,0
Hidrometeorología	B/ MILES		1,652	1,570	1,679	1,715	4,600	2,055	2,385	2,083	2,668	2,0
<b>TOTAL</b>	B/ MILES		28,774	29,690	30,699	31,838	38,171	37,762	39,945	42,785	48,875	50,2

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

RESUMEN		2013	2014	2015	2016	2017
<b>INGRESO ANUAL (Año Calendario)</b>						
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		47,413	49,019	58,491	66,250	83,207
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		-	-	-	-	39,136
CONEXIÓN		3,006	2,946	3,968	5,052	4,954
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		8,045	10,572	13,474	11,428	11,008
Centro Nacional de Despacho		4,823	7,178	6,818	6,959	6,264
Hidrometeorología		3,222	3,394	6,656	4,468	4,744
<b>INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)</b>		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL		47,868	53,378	62,197	74,836	-
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA		-	-	-	19,568	-
CONEXIÓN		2,976	3,272	4,696	5,003	-
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		9,545	13,359	10,814	11,820	-
Centro Nacional de Despacho		6,296	7,044	6,374	7,069	-
Hidrometeorología		3,249	6,315	4,441	4,751	-
<b>FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>		0.96200	0.89157	0.82629	0.76579	-
<b>Valor Presente Neto del IMP (Al 1 de julio de 2013)</b>		<b>VPN(2)</b>				
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>		<b>202,341</b>	46,049	47,590	51,393	57,309
230 kV		173,053	39,384	40,702	43,954	49,014
115 kV		29,289	6,666	6,889	7,439	8,295
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>		<b>14,985</b>	-	-	-	14,985
230 kV		13,491	-	-	-	13,491
<b>CONEXIÓN</b>		<b>13,491</b>	2,863	2,917	3,880	3,831
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>		<b>39,081</b>	9,182	11,910	8,936	9,052
Centro Nacional de Despacho		23,017	6,057	6,280	5,267	5,414
Hidrometeorología		16,064	3,126	5,630	3,669	3,639
<b>TOTAL</b>		<b>269,898</b>	<b>58,094</b>	<b>62,418</b>	<b>64,208</b>	<b>85,178</b>

**Anexo No. 2****CAPACIDAD Y DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA**

Capacidad Instalada Prevista (MW)				Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)		
Zona	Nodo	Pinst (G)	Mes de Ingreso	Zona	Nodo	Pma (D)
<b>1</b>		<b>154.20</b>		<b>1</b>		<b>26.09</b>
Baitún	6330	88.20	0	<b>EDECHI</b>		
Bajo de Mina	6332	56.00	0	Progreso T1 y T2	6014	25.30
San Andrés	6730	10	9	Charco Azul	6014	0.79
...				...		
<b>2</b>		<b>537.77</b>		<b>2</b>		<b>0.00</b>
Fortuna	6096	300.00	0	...		
Esti	6178	120.00	0	<b>3</b>		<b>0.07</b>
Gualaca	6360	25.34	0	<b>EDECHI</b>		
Lorena	6363	33.77	0	Caldera 115-19	6087	0.07
Prudencia	6366	58.66	0	...		
...				<b>4</b>		<b>83.55</b>
<b>3</b>		<b>155.07</b>		<b>EDECHI</b>		
La Estrella	6088	47.20	0	Mata Nance 34-9	6013	9.34
Los Valles	6092	54.76	0	Mata Nance 34-10/11/15	6013	74.21
Mendre	6320	19.75	0	...		
Cochea	6630	15.50	0	<b>5</b>		<b>163.55</b>
Mendre II	6640	8.00	0	<b>EDEMET</b>		
Los Algarobos	6310	9.86	0	Llano Sánchez y El Higo	6009	161.60
...				<b>GRANDES CLIENTES</b>		
<b>4</b>		<b>188.73</b>		Super 99	6009	1.13
Concepción	6529	10.00	0	Hotel Bijao	6009	0.82
Macano	6509	3.50	0	...		
Paso Ancho	6013	6.12	0	<b>6</b>		<b>113.53</b>
Los Planetas	6560	4.95	0	<b>EDEMET</b>		
Pedregalito	6384	20.00	0	Panamá Oeste	6005	112.30
Pedregalito II	6385	12.89	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
RP-490	6670	14.00	0	Super 99	6005	1.23
Macho de Monte	----	2.50	0	...		
Dolega	----	3.12	0	<b>7</b>		<b>967.75</b>
Las Perlas Norte	6623	10.00	0	<b>ENS.4</b>		
Las Perlas Sur	6621	10.00	0	Panamá	6002/6004	478.69
San Lorenzo	6831	8.40	2	<b>EDEMET</b>		
Pando	6695	33.30	6	Panamá	6002	450.68
Monte Lirio	6698	49.95	6	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
...				Business Park	6002	2.84
<b>5</b>		<b>243.90</b>		CEMEX	6002	24.65
El Fraile	6570	5.35	0	Mega Depot	6002	0.64
La Huaca	6600	5.05	7	Ricamar	6002	0.93
La Yeguada	----	6.60	0	Contraloría	6002	1.22
Chitré	----	4.50	0	Super 99	6002	7.16
Sarigua	----	2.40	1	General Mills	6002	0.94
Rosa de los Vientos	6432	100.00	7	...		
Marañón	6434	17.50	7	<b>8</b>		<b>1.52</b>
Nuevo Chagres	6436	62.50	7	<b>ENS.4</b>		
Portobelo	6438	40.00	7	Cañitas-Aserradero	6100	1.52
...				...		
<b>6</b>		<b>105.80</b>		<b>9</b>		<b>162.73</b>
Panam	6105	96.00	0	<b>ENS.4</b>		
Capira	----	5.50	0	Colón	6059/6060	154.23
Antón	----	4.30	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
...				Cemento Panamá	6170	8.50
<b>7</b>		<b>288.43</b>		...		
TO EGESA	6002	35.67	0	<b>10</b>		<b>38.50</b>
Pacora	6172	54.00	0	<b>Bocas del Toro</b>		
Miraflores (ACP)	6120/6123	120.00	0	PTP-Cañazas	6340	26.25
Miraflores G9 y G10	6120/6123	78.76	1	Changuinola	6262	12.25
...				...		
<b>8</b>		<b>260.00</b>				
Bayano	6100	260.00	0			
...						
<b>9</b>		<b>567.40</b>				
BLM Ciclo Combinado	6059	160.00	0			
BLM Carbón	6060	120.00	0			
Cativa	6270	87.00	0			
Termo-Colón Ciclo Combinado	6290	150.00	0			
El Giral	6280	50.40	0			
...						
<b>10</b>		<b>222.17</b>				
Changuinola	6263	222.17	0			
...						

**CAPACIDAD Y DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE**

**PREVISTA AJUSTADA – AÑO 1**

Capacidad Instalada (MW)				Demanda Máxima No Coincidente (MW)		
Zona	Nodo	Pinst (G)	Mes de Ingreso	Zona	Nodo	Pma (D)
<b>1</b>		<b>142.70</b>		<b>1</b>		<b>17.77</b>
Baitún	6014	85.90	0	<b>EDECHI</b>		
Bajo de Mina	6014	56.80	0	Progreso T1 y T2	6014	16.98
...				Charco Azul	6014	0.79
				...		
<b>2</b>		<b>537.80</b>		<b>2</b>		<b>0.00</b>
Fortuna	6096	300.00	0	...		
Esti	6179	120.00	0			
Gualaca	6179	25.34	0	<b>3</b>		<b>0.09</b>
Lorena	6179	33.80	0	<b>EDECHI</b>		
Prudencia	6179	58.66	0	Caldera 115-19	6087	0.09
...				...		
<b>3</b>		<b>155.47</b>		<b>4</b>		<b>90.25</b>
La Estrella	6088	47.20	0	<b>EDECHI</b>		
Los Valles	6092	54.76	0	Mata Nance 34-9	6013	9.53
Mendre	6087	19.75	0	Mata Nance 34-10/11/15	6013	80.72
Cochea	6087	15.70	0	...		
Mendre II	6087	8.20	0	<b>5</b>		<b>161.68</b>
Los Algarrobos	6087	9.86	0	<b>EDEMET</b>		
...				Llano Sánchez y El Higo	6009	159.45
<b>4</b>		<b>159.55</b>		<b>GRANDES CLIENTES</b>		
Concepción	6380	10.00	0	Super 99	6009	1.18
Macano	6380	3.50	0	Hotel Bijao	6009	0.80
Paso Ancho	6013	6.12	0	Varela (Fábrica de Pesé)	6009	0.25
Los Planetas	6013	4.95	0	...		
Pedregalito	6380	20.00	0	<b>6</b>		<b>114.55</b>
Pedregalito II	6380	14.00	0	<b>EDEMET</b>		
RP-490	6380	14.00	0	Panamá Oeste	6005	112.15
Macho de Monte	6013	2.50	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
Dolega	6013	3.12	0	Super 99	6005	1.30
Las Perlas Norte	6380	10.00	0	Cemento Interoceánico	6005	1.09
Las Perlas Sur	6380	10.00	0	...		
San Lorenzo	6013	8.12	7	<b>7</b>		<b>933.61</b>
Monte Litio	6440	49.95	12	<b>ENS4</b>		
Bugaba I	6013	3.29	4	Panamá	6002/6004	455.25
...				<b>EDEMET</b>		
<b>5</b>		<b>16.45</b>		Panamá	6002	437.67
El Fraile	6009	5.35	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
La Yeguada	6009	6.60	0	CEMEX	6024	24.59
Chitré	6009	4.50	0	Mega Depot	6002	0.64
Sarigua	6010	0	11	Ricamar	6002	0.93
Nuevo Chagres	6460	0	7	Contraloría	6002	1.21
...				Super 99	6002	7.60
<b>6</b>		<b>105.80</b>		General Mills	6002	1.00
Panam	6005	96.00	0	AVIPAC	6002	0.17
Capira	6005	5.50	0	Embajada de Estados Unidos	6002	1.27
Antón	6240	4.30	0	CSS (CHAAM)	6002	3.01
...				Varela (Cia. Panameña de Lico	6004	0.27
<b>7</b>		<b>369.16</b>		...		
TG EGESA	6002	40.00	0	<b>8</b>		<b>1.27</b>
Pacora	6171	53.53	0	<b>ENS4</b>		
Miraflores	6123	135.63	0	Cañitas-Aserradero	6100	1.27
Aggreko	6601	80.00	9	...		
SoEnergy	6004	60.00	9	<b>9</b>		<b>128.60</b>
...				<b>ENS4</b>		
<b>8</b>		<b>260.00</b>		Colón	6059/6074	119.17
Bayano	6100	260.00	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
...				Argos Panamá, S.A.	6170	8.55
<b>9</b>		<b>567.55</b>		Super 99	6059	0.88
BLM Ciclo Combinado	6059	160.00	0	...		
BLM Carbón	6060	120.00	0	<b>10</b>		<b>39.89</b>
Cativá	6270	87.20	0	<b>EDECHI</b>		
Termo-Colón Ciclo Combinado	6290	150.00	0	PTP-Cañazas	6340	25.78
El Giral	6170	50.35	0	<b>GRANDES CLIENTES</b>		
...				OER (Changuinola)	6262	14.11
<b>10</b>		<b>222.17</b>		...		
Changuinola	6263	222.17	0			
...						

**Anexo No. 3**

Ingreso anual percibido en el año tarifario 1 por el SOI Esporádico.

ESPORADICO		2013						2014						83,660.66
		julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	
SOI	95% (Dist)	21.88	-	97.21	0.44	-	3.350.90	6.466.73	20.013.88	10.980.24	11.006.29	19.732.06	11.991.02	
	5% (ETESA)	(1.09)	-	5.12	0.12	-	176.36	340.36	(765.21)	577.91	579.28	1.038.53	631.11	
	TOTAL	20.79	-	102.33	0.56	-	3.527.26	6.807.09	19.248.67	11.558.15	11.585.57	20.770.59	12.622.13	

**Anexo 4****CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN PREVISTOS****SEGUIMIENTO ELÉCTRICO****GENERACIÓN (B/.MWH)**

Zona	Año 1
	1/01/2014 - 30/06/2014
1	2.696
2	2.950
3	1.984
4	2.428
5	1.092
6	0.000
7	0.000
8	0.139
9	0.000
10	3.734

**DEMANDA (B/.MWH)**

Zona	Año 1
	1/01/2014 - 30/06/2014
1	0.000
2	0.000
3	0.000
4	0.225
5	0.807
6	1.226
7	0.997
8	0.000
9	0.123
10	0.238

**ESTAMPILLA POSTAL**

**GENERACIÓN (B/.KW – AÑO)**

Zonas	Año 1
	1/01/2014 - 30/06/2014
1, 2, 3, 4, 5 y 10	3.027
6, 7 y 9	0.000
8	1.513

**DEMANDA (B/.KW –AÑO)**

Zonas	Año 1
	1/01/2014 - 30/06/2014
1, 2, 3 y 4 (sin CADIC)	2.266
5, 6, 7, 8, 9 y 10 (incluido CADIC)	4.851

**CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA**

(B/. KW mes)

	2013-2014		
	TOTAL	CND	HID
Agentes Generadores	0.1859	0.1233	0.625
Agentes Consumidores	0.3252	0.2158	0.1094

