



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS**

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA

☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

**Informe N° 236-2017-GRT**

---

# **Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Electrocentro S.A.**

***Contra la Resolución N° 061-2017-OS/CD***

**Lima, junio de 2017**

# Resumen Ejecutivo

El 15 de abril de 2017 se publicó la Resolución N° 061-2017-OS/CD (en adelante "RESOLUCIÓN"), mediante la cual se fijaron los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) del período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021.

El 08 de mayo de 2017, la empresa Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la RESOLUCIÓN en el que solicita:

- 1) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, valores no negativos de las pérdidas del cobre del TP 138/60/23 kV de la SET Oxapampa.
- 2) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas del núcleo del TP 60/23/10 kV de la SET Satipo.
- 3) Modificar la demanda utilizada en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, dado que los valores de potencia coincidente con las máximas demandas del Sistema Eléctrico y del SEIN, son mayores a los aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021.
- 4) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas de las líneas de transmisión de 33 kV del Sistema Eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo".
- 5) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas de diversos Elementos de transmisión que vienen siendo remunerados en el Área de Demanda 5.

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundados los extremos 1, 2 y 4; fundado en parte el extremo 5 e infundado el extremo 3.

Las modificaciones a efectuarse en la RESOLUCIÓN como consecuencia de los extremos del recurso de reconsideración que sean declarados fundados y fundados en parte, deberán ser consignadas en resolución complementaria.

## INDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
	1.1. ANTECEDENTES .....	2
	1.2. OBJETIVO.....	3
<b>2.</b>	<b>RECURSO DE RECONSIDERACIÓN.....</b>	<b>4</b>
	2.1. <b>CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, VALORES NO NEGATIVOS DE LAS PÉRDIDAS DEL COBRE DEL TP 138/60/23 KV DE LA SET OXAPAMPA .....</b>	<b>5</b>
	2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO .....	5
	2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	5
	2.1.3. CONCLUSIÓN.....	8
	2.2. <b>CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DEL NÚCLEO DEL TP 60/23/10 KV DE LA SET SATIPO.....</b>	<b>8</b>
	2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO .....	8
	2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	8
	2.2.3. CONCLUSIÓN.....	9
	2.3. <b>MODIFICAR LA DEMANDA UTILIZADA EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, DADO QUE LOS VALORES DE POTENCIA COINCIDENTE CON LAS MÁXIMAS DEMANDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL SEIN, SON MAYORES A LOS APROBADOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 .....</b>	<b>9</b>
	2.3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO .....	9
	2.3.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	10
	2.3.3. CONCLUSIÓN.....	11
	2.4. <b>CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 33 KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO "CHALHUAMAYO-SATIPO-PICHANAKI-POZUZO" .....</b>	<b>11</b>
	2.4.1. SUSTENTO DEL PETITORIO .....	11
	2.4.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	12
	2.4.3. CONCLUSIÓN.....	12
	2.5. <b>CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DE DIVERSOS ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN QUE VIENEN SIENDO REMUNERADOS EN EL AREA DE DEMANDA 5 .....</b>	<b>12</b>
	2.5.1. SUSTENTO DEL PETITORIO .....	12
	2.5.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	13
	2.5.3. CONCLUSIÓN.....	14
<b>3.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>15</b>

# 1. Introducción

---

## 1.1. Antecedentes

Según lo señalado en el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), la regulación de las tarifas de transmisión es efectuada por Osinerghmin, independientemente de si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia según lo establezca el Reglamento de la LCE.

De acuerdo a lo anterior, en el artículo 139 del Reglamento de la LCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante “SCT”); específicamente en los numerales I) y II) del literal i) de dicho artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinerghmin y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda.

La norma “Tarifas y Compensaciones para SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD (NORMA TARIFAS), se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT. Asimismo, se aprobó la Resolución N° 080-2012-OS/CD, la misma que tiene relación con la NORMA TARIFAS en lo que corresponde a las etapas y plazos a seguirse para la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, periodo 2017-2021; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación por parte de Osinerghmin del proyecto de resolución que fijaría los Peajes y Compensaciones de los SST y

SCT, periodo 2017-2021 (en adelante "PROYECTO"); la audiencia pública en la que Osinermin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la publicación de dicho PROYECTO; presentación de opiniones y sugerencias al PROYECTO; así como la publicación de la Resolución N° 061-2017-OS/CD (en adelante "RESOLUCIÓN"), que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, periodo mayo 2017 – abril 2021.

Posteriormente, en cumplimiento del cronograma establecido en la Resolución N° 080-2012-OS/CD, el 08 de mayo de 2017 la empresa Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinermin, recurso de reconsideración impugnando la RESOLUCIÓN, cuyo análisis es materia del presente informe. Cabe indicar que la Audiencia Pública para que las recurrentes sustenten sus recursos de reconsideración, se llevó a cabo el 22 de mayo de 2017.

Asimismo, hasta el 29 de mayo de 2017 los interesados, debidamente legitimados, tuvieron la oportunidad de presentar sus opiniones y sugerencias en relación con los recursos de reconsideración interpuestos, no habiéndose recibido ninguno relacionado con el recurso impugnativo presentado por ELECTROCENTRO.

---

## 1.2. Objetivo

El presente informe tiene por objeto analizar los aspectos técnico-económicos del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTROCENTRO. Sobre la base de dicho análisis se plantea la absolución a los temas impugnados.

Para la preparación del presente informe se ha tomado como base la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; en lo dispuesto en la Ley N° 27838; y en la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.

En lo que sigue del presente informe, se resumen los requerimientos y argumentos presentados por la empresa recurrente, se presenta el análisis técnico efectuado por Osinermin y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto.

## 2. Recurso de Reconsideración

Mediante escrito de fecha 08 de mayo de 2017, ELECTROCENTRO interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la RESOLUCIÓN en el que solicita:

- 1) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, valores no negativos de las pérdidas del cobre del TP 138/60/23 kV de la SET Oxapampa.
- 2) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas del núcleo del TP 60/23/10 kV de la SET Satipo.
- 3) Modificar la demanda utilizada en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, dado que los valores de potencia coincidente con las máximas demandas del Sistema Eléctrico y del SEIN, son mayores a los aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021.
- 4) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas de las líneas de transmisión de 33 kV del Sistema Eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo".
- 5) Considerar, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, las pérdidas de diversos Elementos de transmisión que vienen siendo remunerados en el Área de Demanda 5.

A continuación, se analiza en detalle el recurso de reconsideración presentado por ELECTROCENTRO impugnando la RESOLUCIÓN.

## 2.1. CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, VALORES NO NEGATIVOS DE LAS PÉRDIDAS DEL COBRE DEL TP 138/60/23 KV DE LA SET OXAPAMPA

### 2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

La recurrente indica que, para el segundo transformador trifásico ubicado en la SET Oxapampa 138/60/23 kV, se ha consignado valores negativos en las pérdidas en el cobre tal como se aprecia en la hoja "BD\_Sist-lineas" del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls":

1	Nombre	Lado HV	Lado LV	Lado T	Pérdidas P2r	Pérdidas Nucl	Area	Sistema	Tens	Tensio	Nive	Tensio	Incl	Año
360	Tr3 csl_Oxapampa	OXA138	OXA80	OXA23	-0.013485	0.020882	5	Chalhuamayo-Sa	138	23	MAT	AT	1	2017
403	Tr3 csl_Oxapampa	OXA138	OXA80	OXA23	-0.012422	0.02076	5	Chalhuamayo-Sa	138	23	MAT	AT	1	2018
446	Tr3 csl_Oxapampa	OXA138	OXA80	OXA23	-0.015184	0.020956	5	Chalhuamayo-Sa	138	23	MAT	AT	1	2019

Al respecto, ELECTROCENTRO señala lo indicado como inconsistencia en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.

### 2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN

Se ha revisado lo indicado por ELECTROCENTRO y efectivamente se verifica que las pérdidas en el cobre del TP 138/60/23 kV de la SET Oxapampa, fueron consignadas en valores negativos para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5. Al respecto, de la revisión del archivo "Area 05\_BD SEIN-GRT.pfd" que sustenta el mencionado cálculo, se verifica que los dos transformadores de potencia instalados en la SET Oxapampa, no se encuentran modelados correctamente, de acuerdo a sus respectivas placas técnicas, ya que de la revisión se comprueba que dichos transformadores no pueden operar en paralelo, por sus diferentes grupos de conexión, lo que resulta en valores de pérdidas negativas.

En ese sentido, corresponde realizar la corrección del modelamiento del archivo "Area 05\_BD SEIN-GRT.pfd", en lo correspondiente a la no operación en paralelo de dichos transformadores y a la consideración de sus parámetros técnicos, teniendo en cuenta para ello sus respectivas placas técnicas, conforme se visualiza en las siguientes figuras. Asimismo, corresponde actualizar el archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls", considerando las pérdidas de los transformadores de la SET Oxapampa, para la determinación de los Factores de Pérdidas:

TP1: 132/60/22.9/10 kV 20-25/20-25/5-6,25/5-6,25 MVA (ONAN-ONAF)  
 Grupo: YNyn0yn0d5

**CONSTRUCCIONES ELECTROMECANICAS**  
AV. ARGENTINA 1515 • TELEF. 336-0614 • LIMA-PERU

**DEL CROSAI**  
ENERGIA PARA EL PERU

**TRANSFORMADOR TRIFASICO**

TIPO	TCSC	N°	146801
WVA (ONAN/ONAF)	20/25/20-25/5-6,25/5-6,25	ANO	2014
BT (KV)	132/60/22.9	ALTURA	20000mm
NO	60	ENFRIAMIENTO	ONAN/ONAF
GRUPO	3Wyd5yn0d5	%V <sub>OL</sub> AT (20 MVA)	0,75
Δ T ACEITE	65 °C	%V <sub>OL</sub> AT (25 MVA)	0,75
Δ T CARBONIL	65 °C	%V <sub>OL</sub> AT-COMP (5MVA)	0,75
AMP A.T. (ONAN)	87,0	%V <sub>OL</sub> MT (25 MVA)	0,75
AMP A.T. (ONAF)	100,0	%V <sub>OL</sub> MT-COMP (5MVA)	0,75
AMP M.T. (ONAN)	192,0	%V <sub>OL</sub> BT-COMP (10KV)	0,75
AMP M.T. (ONAF)	240,0	WVAJBLAN (KV) AT	U 000-0000 AC 000-0000
AMP A.T. (ONAN)	120,0	WVAJBLAN (KV) BT	U 000-0000 AC 000-0000
AMP A.T. (ONAF)	120,0	WVAJBLAN (KV) MT	U 000-0000 AC 000-0000
AMP COMP (ONAN)	200,0	WVAJBLAN (KV) COMP	U 000-0000 AC 000-0000
AMP COMP (ONAF)	200,0	ASLALAN EXT (KV) AT	U 000-0000 AC 000-0000
WVAJBLAN (KV) AT	132/60/22.9	ASLALAN EXT (KV) MT	U 000-0000 AC 000-0000
WVAJBLAN (KV) BT	132/60/22.9	ASLALAN EXT (KV) BT	U 000-0000 AC 000-0000
ASLALAN EXT (KV) COMP	10/10/10	ASLALAN EXT (KV) COMP	U 000-0000 AC 000-0000

WVAJBLAN (KV) AT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) BT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) MT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) COMP	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) AT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) MT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) BT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) COMP	132/60/22.9

WVAJBLAN (KV) AT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) BT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) MT	132/60/22.9
WVAJBLAN (KV) COMP	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) AT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) MT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) BT	132/60/22.9
ASLALAN EXT (KV) COMP	132/60/22.9

TP2: 132/60/22,9 kV 15-20/10-13/8-10 MVA (ONAN-ONAF)  
 Grupo: YNd5yn0



### 2.1.3. CONCLUSIÓN

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

## 2.2. CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DEL NÚCLEO DEL TP 60/23/10 KV DE LA SET SATIPO

### 2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ELECTROCENTRO indica que, para el transformador ubicado en la SET Satipo 60/23/10 kV no se ha consignado valores en las pérdidas del núcleo tal como se aprecia en la hoja "BD\_Sist-lineas" del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area5.xls":

1	Nombre	Lado HV	Lado LV	Lado T	Pérdidas P <sub>2r</sub>	Pérdidas Núcleo	Area	Sistema	Tensi	Tensior	NivelTensior	Incl	Año
34	T-2 Satipo	SATIPO60	SATIPO23					5 Chahuamayo-Sat	60	22.9 A7/M/T		1	2017
362	lr3 satipo	SATIPO60	SATIPO23	SATIPO10	0.113223	0		5 Chahuamayo-Sat	60	10 A7/M/T		1	2017
405	lr3 satipo	SATIPO60	SATIPO23	SATIPO10	0.01178	0		5 Chahuamayo-Sat	60	10 A7/M/T		1	2018
448	lr3 satipo	SATIPO60	SATIPO23	SATIPO10	0.015799	0		5 Chahuamayo-Sat	60	10 A7/M/T		1	2019
491	lr3 satipo	SATIPO60	SATIPO23	SATIPO10	0.004942	0		5 Chahuamayo-Sat	60	10 A7/M/T		1	2020
535	lr3 satipo	SATIPO60	SATIPO23	SATIPO10	0.016007	0		5 Chahuamayo-Sat	60	10 A7/M/T		1	2021
556													
557													
558													
559													
560													
561													
562													
563													
564													
565													
566													
567													
568													
569													
570													
571													
572													
573													

Al respecto, ELECTROCENTRO señala lo indicado como inconsistencia en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.

### 2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN

Se ha revisado lo indicado por ELECTROCENTRO y efectivamente se verifica que no se ha considerado las pérdidas del núcleo del Transformador de Potencia 60/23/10 kV instalado en la SET Satipo, en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5. Al respecto, de la revisión del archivo "Area 05\_BD SEIN-GRT.pfd" que sustenta el mencionado cálculo, se verifica que dicho transformador no se encuentra modelado correctamente, puesto que no se considera el valor del porcentaje de pérdidas del hierro.

En ese sentido, corresponde realizar la corrección del parámetro de las pérdidas en el hierro, considerando para ello un valor típico de acuerdo al nivel de tensión y la potencia nominal, conforme se hizo para todos los casos en los cuales no se contaba con el valor del porcentaje de dichas pérdidas. Por lo tanto, se actualiza el archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls", considerando las pérdidas del transformador de la SET Satipo, para la determinación de los Factores de Pérdidas.

### 2.2.3. CONCLUSIÓN

Por los argumentos señalados en la sección 2.2.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

## 2.3. MODIFICAR LA DEMANDA UTILIZADA EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, DADO QUE LOS VALORES DE POTENCIA COINCIDENTE CON LAS MÁXIMAS DEMANDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL SEIN, SON MAYORES A LOS APROBADOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021

### 2.3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

La recurrente indica que, en las hojas "Pot\_max\_Sist" y "Pot\_max\_Sist" del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area5.xls", los valores de demanda de potencia coincidente con las máximas demandas del Sistema Eléctrico y del SEIN son mayores a los valores aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021. Al respecto, ELECTROCENTRO muestra los cuadros siguientes, indicando que son diferentes:

Año	Resolución 061 (1)	PIT 2017- 2021 (2)	Diferencias (1)-(2)
2017	579.83	563.76	16.06
2018	601.98	585.92	16.06
2019	614.48	598.42	16.06
2020	626.26	610.19	16.06
2021	637.44	621.37	16.06

(1) Hoja "Pot\_max\_Sist" del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls"  
 (2) Formato F-121 del archivo "01\_F100\_AD05.xls" publicado por el OSINERGMIN

Año	Resolución 061 (1)	PIT 2017- 2021 (2)	Diferencias (1)-(2)
2017	535.04	541.20	-6.15
2018	555.61	561.77	-6.15
2019	566.83	572.99	-6.15
2020	577.29	583.45	-6.15
2021	587.20	593.35	-6.15

(1) Hoja "Pot\_coinc\_SEIN" del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls"

(2) Formato F-122 del archivo "01\_F100\_AD05.xls" publicado por el OSINERGMIN

Al respecto, ELECTROCENTRO señala lo indicado como inconsistencia en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.

### 2.3.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

En principio, se debe precisar que ELECTROCENTRO no ha indicado o identificado los sistemas eléctricos en los cuales se presentan las diferencias señaladas, por lo que se procedió a identificar aquellos sistemas eléctricos.

Al respecto, de la revisión de los perfiles de carga de cada uno de los sistemas eléctricos (incluyendo usuarios regulados y libres), tomando como base la información del Plan de Inversiones 2017–2021 y de la misma ELECTROCENTRO, se identificó como resultado que dos usuarios libres originaron las diferencias con la demanda de "Potencia Coincidente con el Sistema Eléctrico" aprobada:

- CL0571: Compañía de Minas Buenaventura (Sistema Eléctrico: Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER) y;
- CL0254: Unión Andina de Cementos (Sistema Eléctrico: Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER).

No obstante, no se encontraron diferencias con los valores de la demanda de "Potencia Coincidente a nivel del SEIN" como afirma la recurrente.

En ese sentido, respecto a la demanda del Sistema Eléctrico "Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER", en su oportunidad (proceso del Plan de Inversiones 2017-2021), ELECTROCENTRO no informó los perfiles de carga de su demanda regulada, por lo que Osinergmin asumió los factores de participación a la hora de la máxima demanda del Sistema Eléctrico (FPHMS)<sup>1</sup> similares al proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017 (Formatos F-100).

Para el caso de la demanda del Sistema Eléctrico "Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER", con relación a los perfiles de carga integrada (Usuarios regulados y Libres) ocurre lo siguiente: 1) La demanda del usuario libre "CL0254" (44,4 MW) es mayor a la demanda regulada (10,7 MW); y 2) La contribución de dicho usuario libre en la hora de

<sup>1</sup> Conforme a lo estipulado en el artículo 35° de la Norma Tarifas (F-113)

máxima demanda del sistema es mucho menor a la máxima demanda de dicho usuario (12,88 MW).

Como consecuencia, se obtuvieron factores de carga mayores a la unidad para los Sistemas Eléctricos "Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER" y "Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER", tal como consta en el formato "F-505" (Pérdidas de Energía por Sistema (MWh)) del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls" que sustenta el PROYECTO.

Por tal motivo, tomando como base la información del SICLI<sup>2</sup>, se corrigió la demanda Coincidente con el Sistema Eléctrico de dichos usuarios libres a fin de obtener factores de carga adecuados (menores a la unidad) y que la integración de la demanda de los usuarios libres atendida en dichos sistemas eléctricos refleje su contribución real en la hora de la máxima demanda de cada sistema:

- CL0571: 6,76 MW (12/01/2014 02:30 horas).
- CL0254: 24,56 MW (12/11/2014 19:00 horas).

### 2.3.3. CONCLUSIÓN

Por los argumentos señalados en la sección 2.3.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

---

## 2.4. CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 33 KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO "CHALHUAMAYO-SATIPO-PICHANAKI-POZUZO"

### 2.4.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ELECTROCENTRO señala que, con respecto al sistema eléctrico denominado "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo", tanto en el archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls" como en el archivo DIGSILENT "Área 05\_BD SEIN-GRT.pfd", no se han considerado las pérdidas de las siguientes Líneas de Transmisión en 33 kV. Al respecto, la recurrente presenta el siguiente cuadro indicando como fuente el archivo "05-Tarifas-Rev\_2017\_2021\_5.xls", hoja "SCT":

---

<sup>2</sup> Sistema de Información de Usuarios Libres.

Código Elemento	Nombre de Elemento	Tipo de Elemento	Instalación	Medida	Fecha	NT
LT_ELC_01	Linea de C. CONSTITUCION E1 - SOLCOMONAS	Linea	Linea de C. CONSTITUCION E1 - SOLCOMONAS	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_02	Linea de SOLCOMONAS - PUERTO MAYO	Linea	Linea de SOLCOMONAS - PUERTO MAYO	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_03	Linea de PUERTO MAYO - SAN CRISTOBAL	Linea	Linea de PUERTO MAYO - SAN CRISTOBAL	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_04	Linea de SAN CRISTOBAL - DER. ESCOZACH	Linea	Linea de SAN CRISTOBAL - DER. ESCOZACH	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_05	Linea de DER. ESCOZACH - SANTA ROSA	Linea	Linea de DER. ESCOZACH - SANTA ROSA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_06	Linea de SANTA ROSA - DER. TINGO MALPASO	Linea	Linea de SANTA ROSA - DER. TINGO MALPASO	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_07	Linea de DER. TINGO MALPASO - ORELLANA	Linea	Linea de DER. TINGO MALPASO - ORELLANA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_08	Linea de C. CONSTITUCION E1 - DER. ORELLANA	Linea	Linea de C. CONSTITUCION E1 - DER. ORELLANA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_09	Linea de DER. ORELLANA - LAS PALMAS	Linea	Linea de DER. ORELLANA - LAS PALMAS	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_10	Linea de LAS PALMAS - YUAPOTOS	Linea	Linea de LAS PALMAS - YUAPOTOS	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_11	Linea de YUAPOTOS - SANTA ROSA YANAYACU	Linea	Linea de YUAPOTOS - SANTA ROSA YANAYACU	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_12	Linea de YUAPOTOS - NUEVO TRUJILLO	Linea	Linea de YUAPOTOS - NUEVO TRUJILLO	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_13	Linea de NUEVO TRUJILLO - NUEVO MIRALORES	Linea	Linea de NUEVO TRUJILLO - NUEVO MIRALORES	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_14	Linea de NUEVO MIRALORES - DER. PUERTO INCA	Linea	Linea de NUEVO MIRALORES - DER. PUERTO INCA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_15	Linea de DER. PUERTO INCA - PUERTO INCA	Linea	Linea de DER. PUERTO INCA - PUERTO INCA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_16	Linea de DER. PUERTO INCA - PUERTO ZUNGARDO	Linea	Linea de DER. PUERTO INCA - PUERTO ZUNGARDO	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_17	Linea de P. BERNARDEZ 82 - SAN FRANCISCO	Linea	Linea de P. BERNARDEZ 82 - SAN FRANCISCO	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_18	Linea de SAN FRANCISCO - CARTAGENA	Linea	Linea de SAN FRANCISCO - CARTAGENA	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_19	Linea de CARTAGENA - C. CONSTITUCION	Linea	Linea de CARTAGENA - C. CONSTITUCION	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_20	Linea de Chacab Machu	Linea	Linea de Chacab Machu	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_21	Linea de Chacab Machu	Linea	Linea de Chacab Machu	LT-033580R/SC11095A	33 AT	
LT_ELC_22	Linea de SANTA ROSA - HUANCAC OSMAYO	Linea	Linea de SANTA ROSA - HUANCAC OSMAYO	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT_ELC_23	Linea de San Francisco-Molepata	Linea	Linea de San Francisco-Molepata	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT_ELC_24	Linea de Huancac/Osmayo Este	Linea	Linea de Huancac/Osmayo Este	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT-01	Linea de Osmayo-Pichanaki	Linea	Linea de Osmayo-Pichanaki	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT-VP	Linea de Villavieja-Poernudez	Linea	Linea de Villavieja-Poernudez	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT-PS	Linea de Pichanaki-Satipo	Linea	Linea de Pichanaki-Satipo	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
LT_ELC_25	Linea de Villavieja-Poernudez	Linea	Linea de Villavieja-Poernudez	LT-060580T/AS11246A	60 AT	
UMB-EL-CANAL	Linea de Villavieja-Poernudez	Linea	Linea de Villavieja-Poernudez	LT-060580T/AS11246A	60 AT	

Al respecto, ELECTROCENTRO señala lo indicado como inconsistencia en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.

**2.4.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Se ha revisado lo señalado por ELECTROCENTRO, verificándose que efectivamente la recurrente ha validado su información con el archivo "05-Tarifas-Rev\_2017\_2021\_5.xls", que fue publicado por Osinergrmin. Al respecto, de la revisión de la hoja "SCT" del mencionado archivo, se identifica que las Líneas de Transmisión en 33 kV indicadas por ELECTROCENTRO en su petitorio son remuneradas por los usuarios del Área de Demanda 5.

Por lo tanto, es correcto considerar dentro del cálculo de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5 las pérdidas de las Líneas de Transmisión en 33 kV del Sistema Eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo". En ese sentido, corresponde realizar la corrección de los archivos "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls" y "Área 05\_BD SEIN-GRT.pfd", considerando lo indicado.

**2.4.3. CONCLUSIÓN**

Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

**2.5. CONSIDERAR, EN EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS, LAS PÉRDIDAS DE DIVERSOS ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN QUE VIENEN SIENDO REMUNERADOS EN EL AREA DE DEMANDA 5**

**2.5.1. SUSTENTO DEL PETITORIO**

La recurrente señala que, en el archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls" se

declara como excluido las pérdidas de los siguientes elementos:

- SET Condorcocha TP 138/60/23 kV (UNACEM)
- SET Tingo María TP 220/138 kV (REP)
- SET Oroya TP 220/60/10 kV y TP 138/60/10 kV (STATKRAFT)
- L-1705 SE OROYA NUEVA - SE CARIPA
- L-1704 SE PARAGSHA I - SE PARAGSHA II

Al respecto, ELECTROCENTRO indica que dichos elementos vienen siendo remunerados por la demanda del Área 5, tal como consta en el del archivo "05-Tarifas-Rev\_2017\_2021\_5.xls". Para ello muestra lo siguiente:

Nombre / ElmTr3	Descripción	Área
Tr3 RUNATULLO	TP Runatullo Generación	5
tr3 Runa	TP Runatullo Generación	5
tr3 hua_2671	TP Huancavelica 220/60/10	5
Tr3 Colca	TP Colca Generación	5
Tr3 Husicancha	TP Husicancha Generación	5
Tr3 Colcabamba	TP Colcabamba 500/220	5
tr3 oro_2571	TP Oroya 220/50	5
tr3 car_1571	TP Carhuamayo 138/50/11	5
tr3 oro_1572	TP Oroya 220/50	5
tr3 oro_1571	TP Oroya 220/50	5
tr3 tin_2171	TP Tingo Maria 220/138	5
tr3 par_2171	TP Paragsha 220/138	5
AUT-201	TP Carhuamayo 220/138/10	5
tr3 Tingo_Maria T82-211	TP Tingo Maria 220/138	5
tr3 condorcocha	TP Condorcocha 138/6/4	5
Tr3_H1	TP Renovandes Generación	5
tr3 8Agosto	TP 8 de Agosto Generación	5
Tr3 Yanango 500/220 kV	TP Yanango 500/220	5
Tr3 NHuánuco	TP Huanuco 500/220/138	5



Al respecto, ELECTROCENTRO señala lo indicado como inconsistencia en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.

## 2.5.2. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN

Se han revisado los Elementos de transmisión que fueron excluidos del cálculo de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5, verificándose que únicamente la Línea de Transmisión "L-1704 Paragsha II-Paragsha I" fue indebidamente excluida. Al respecto se debe precisar que los demás Elementos de transmisión señalados por ELECTROCENTRO fueron correctamente excluidos puesto que están ubicados entre dos Barras de Referencia y/o porque son instalaciones de Generación o Usuarios Libres, y por lo tanto su exclusión está fundamentada en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, corresponde realizar la corrección del archivo "F\_500\_FactPerd\_Area05.xls", considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 138 kV "L-1704 Paragsha II-Paragsha I" en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5.

### **2.5.3. CONCLUSIÓN**

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo concerniente a considerar las pérdidas de la LT "L-1704 Paragsha II-Paragsha I" en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 5, e infundado en lo que respecta a la consideración de las pérdidas de los demás Elementos de transmisión observados por ELECTROCENTRO, en el mencionado cálculo.

### 3. Conclusiones

Con base en el análisis desarrollado en el presente informe, se recomienda:

- Declarar fundados los extremos 1, 2 y 4, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.4.2 del presente informe.
- Declarar fundado en parte el extremo 5, por las razones señaladas en el numeral 2.5.2 del presente informe.
- Declarar infundado el extremo 3, por las razones señaladas en el numeral 2.3.2 del presente informe.

Las modificaciones a efectuarse en la RESOLUCIÓN como consecuencia de haberse declarado fundados y fundados en parte algunos extremos del recurso de reconsideración, deberán ser consignadas en resolución complementaria.

[jmendoza]

/rqe

/lch/vhp