

Omar Cobarrubias Figueroa

De: Carmen Ruby Gushiken Teruya
Enviado el: viernes, 20 de marzo de 2015 03:37 PM
Para: Omar Cobarrubias Figueroa
Asunto: RV: Opiniones y Sugerencias FITA 2015
Datos adjuntos: OPINIONES Y SUGERENCIAS 200315.pdf

Categorías: Categoría roja

De: Jose Albino [mailto:jalbino@celepsa.com]

Enviado el: viernes, 20 de marzo de 2015 01:55 p.m.

Para: fitamay2015

Asunto: Opiniones y Sugerencias FITA 2015

Estimados Señores,

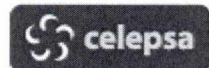
Mediante la presente y dentro del plazo establecido, se adjunta las opiniones y sugerencias de CELEPSA al proyecto de resolución que fija los precios en barra para el periodo mayo 2015 - abril 2016, publicada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD.

Sin otro particular y agradeciendo su atención.

Atentamente,

José Albino
Jefe Comercial

Carlos Villarán 514 La Victoria – Lima, Perú
T (511) 619 2800 anexo 2863
F (511) 6192882
RPC 989048283



www.celepsa.com

Sea amable con el medio ambiente: no imprima este correo a menos que sea necesario.



Este mensaje y todos sus archivos adjuntos pueden incluir información que es confidencial y/o sujeta a privilegios legales y es de uso exclusivo para el destinatario consignado. Si Ud. no es el destinatario consignado o la persona responsable de hacer llegar el mensaje al destinatario consignado, es probable que Ud. haya recibido este mensaje por error y cualquier difusión, copia o uso del mismo, sus adjuntos o la información contenida, está totalmente prohibida. Si Ud. recibió este mensaje por error, por favor bórnelo y notifique inmediatamente al remitente.

I. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene las Opiniones y Sugerencias de La Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (en adelante "CELEPSA") al Proyecto de Resolución que fija los precios en barra para el periodo mayo 2015 a abril 2016 publicado mediante Resolución N° 051-2015-OS/CD (en adelante la "Resolución").

El proyecto de Resolución está sustentado en el Informe N° 0135-2015-GART de marzo 2015 (en adelante el "Informe"), al cual se hace referencia en la formulación del presente documento.

OPINIONES Y SUGERENCIAS GENERALES

Se observa que, siendo el valor ponderado de los precios de las licitaciones el que finalmente determina los precios de energía, en el Informe no se presenta un capítulo o anexo donde se describa el proceso de cálculo, la información utilizada, criterios de actualización y otros utilizados en el cálculo, tal que permita una revisión adecuada por parte de los agentes.

En consecuencia, se solicita al OSINERGMIN incluir en el Informe, el proceso de cálculo, criterios, datos, variables, parámetros y otros utilizados en la determinación del precio ponderado de las licitaciones. Así como adjuntar en los Archivos publicados como parte del Informe, la hoja de cálculo o el programa empleado.

OPINIONES Y SUGERENCIAS ESPECÍFICAS

OPINIÓN 1

Revisión de los valores del precio básico de energía en punta y fuera de punta.

En el Cuadro N° 3.11 del Informe, se observa que el precio básico de energía en horas de punta resulta menor que el precio fuera de punta, tal como se aprecia en el siguiente extracto.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Barra Santa Rosa 220 kV

(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2015	Mayo	24,22	24,25	24,24	1,00

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2015	Mayo	17,20%	82,80%

Estos resultados se reflejan en el cálculo de las tarifas en barra (Cuadro N° 1.1) por lo cual, en diversas barras del SEIN el PEMP resulta menor que PEMF.

Se solicita revisar la información fuente empleada y el proceso de cálculo de los precios básicos de energía y de las tarifas en barra (Cuadro N° 1.1) en los bloques de Punta y Fuera de Punta, a fin de mantener consistencia entre ellos.

OPINIÓN 2

Falta la comparación con los precios de licitación

En el primer párrafo del Resumen Ejecutivo del Informe, se indica que el Subcomité de Generadores (en adelante SCG), no presentó la comparación con los precios de licitación.

Al respecto, CELEPSA considera que lo indicado por OSINERGMIN no es pertinente, debido a que este cálculo no forma parte del estudio de tarifas en barra que es propuesto por el SCG.

Se solicita aclarar el párrafo anotado y precisar si para futuros procesos de fijación de precios en barra, este cálculo debe formar parte de la propuesta del SCG.

OPINIÓN 3

Cifras de ventas preliminares del año 2014

En el numeral 3. a) del Resumen Ejecutivo del Informe, OSINERGMIN manifiesta que para la determinación de la demanda se consideraron las ventas preliminares del año 2014.

Al respecto, se entiende que a la fecha de preparación del Informe ya se debía contar con las estadísticas del año 2014, por lo que no deberían utilizarse cifras preliminares.

Se solicita modificar el Informe empleando la información final de las ventas del año 2014.

OPINIÓN 4

Demandas de las cargas importantes y nuevos proyectos

En el mismo numeral 3. a) del Resumen Ejecutivo del Informe, se indica que OSINERGMIN modificó, sobre la base de información remitida por los titulares, la proyección de la demanda de las empresas Antamina, Minera Cerro Verde, Votorantim Metais, Antapaccay y Chinalco, así como, se ha incorporado la carga de Minera Constancia (Hudbay) y Minera La Arena (Rio Alto Mining).

Al respecto, se observa que en el Informe no se presenta los valores de las demandas consideradas o utilizadas en la proyección de la demanda total del SEIN.

Se solicita que se incluya en el Informe un cuadro detallado de las demandas de las cargas especiales, proyectos y cargas incorporadas, así como un resumen de demandas utilizadas en los cálculos, desagregado por demanda vegetativa, cargas especiales, proyectos y cargas incorporadas.

OPINIÓN 5

Proyección de porcentajes de pérdidas de distribución

En el numeral A.2 del Anexo A del Informe, se indican las proyecciones de los porcentajes de pérdidas de distribución, que son: 7,17%, 7,04%, 6,91% y 6,78%, para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 respectivamente, pero no se sustenta o explica el procedimiento, criterios y supuestos de proyección de tales cifras.

Se solicita que en el Informe se incluya el sustento del cálculo y determinación de los porcentajes de pérdidas de distribución empleados por OSINERGMIN.

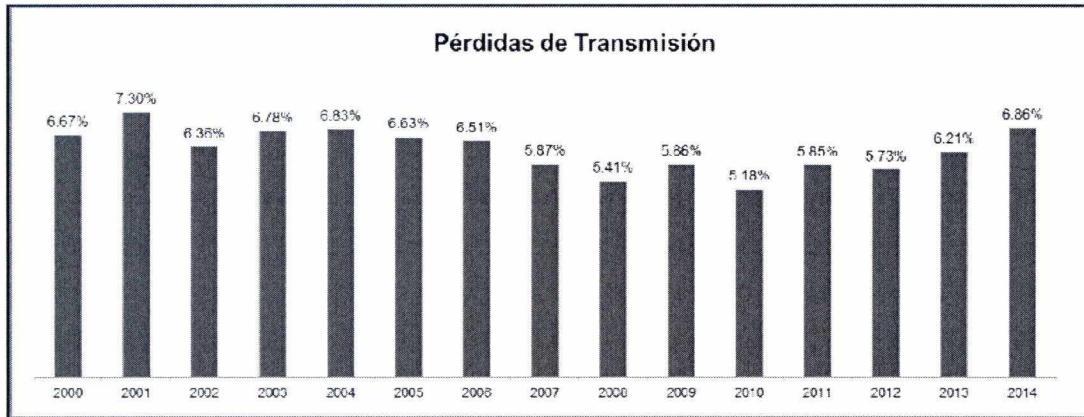
OPINIÓN 6

Pérdidas de transmisión

En el numeral A.4 del Anexo A del Informe, se indica que las pérdidas de transmisión, de 7.31% para el año 2014, se mantienen dentro del promedio de los últimos 7 años,

sin embargo, en el gráfico N° A.1 del Informe se aprecia que los porcentajes de pérdidas de transmisión en dicho periodo son inferiores a 7%. Tampoco se incluye en el Informe los porcentajes de pérdidas de transmisión para los años 2015 a 2017.

Gráfico N° A.1



Se solicita revisar los valores y explicar las diferencias según lo observado. Además, debería incluirse en el informe los porcentajes de pérdidas utilizadas para los años 2015 a 2017.

OPINIÓN 7

Criterios para definir el programa de obras de generación

En el numeral D.1 del Anexo D del Informe, “Plan de obras de generación”, OSINERGMIN indica entre otros que *“no es conveniente con que los proyectos de generación sean tomados en base únicamente a las declaraciones o informaciones que entreguen las partes interesadas, lo cual a nuestro criterio es insuficiente. En consideración a ello es indispensable que, en la evaluación de los proyectos de generación, se efectúe un análisis crítico de la información a que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que a su vez esté perfectamente adaptado a la demanda.”*

Sin embargo, se aprecia que en la evaluación de la fecha de entrada de los proyectos, OSINERGMIN no utiliza los criterios de evaluación indicados y sólo los sustenta con las comunicaciones e información de los agentes y partes interesadas o información de OSINERGMIN Fiscalización, sin efectuar un análisis crítico de tal información.

Por otro lado, el plan de obras de generación para los próximos 2 años, por su nivel de avance, no puede estar **perfectamente adaptado a la demanda**, pues las fechas de

entrada no están condicionadas por la demanda sino por el nivel de avance de las obras y los compromisos contractuales, por lo cual el criterio indicado por OSINERGMIN no es aplicable.

OPINIONES ESPECÍFICAS

OPINIÓN 8

Proyección de la demanda. Actualización del perfil de toma de carga en la barra S.E. Cotaruse 220 kV

En el Informe no se ha considerado que la Minera Ares (Suyamarca), cuyos suministradores son las empresas de generación CELEPSA y SDF Energía, es atendida desde la S.E. Cotaruse a partir de la entrada de operación de la Línea de Transmisión Cotaruse – Selene 66 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los consumos registrados desde el mes de junio de 2014:

Información General:												
Usuario libre:		MINERA SUYAMARCA S.A.C.										
Suministro:		MINERA SUYAMARCA										
Empresa:		Celepsa Dirección suministro										
Información Eléctrica:												
Barra entrega:		COTARUSE (220.00 kV)			Barra referencia:		COTARUSE (220.00 kV)		Potencia Contratada HP:		Potencia Contratada HFE:	
Información Comercial:												
Fecha	Empresa	Precio de Potencia Hora Punta (\$/kWh)	Precio de energía activa (ctm. s./kWh)		Máxima demanda leída (mw)	Consumo de Energía Activa (MWh)			Facturación Miles (\$)			Precio medio (ctm.s./kWh)
			Hora Punta	Hora fuera de punta		Hora Punta	Hora fuera de punta	Total	Por potencia	Por energía	Total	
201501	CEEP	20.98	11.89	10.39	7.47	871.39	5.418.92	4.089.91	146.76	433.84	583.59	14.27
201412	CEEP	20.47	11.48	10.21	7.96	765.54	3.943.10	4.728.64	151.51	492.70	644.21	13.82
201411	CEEP	20.00	11.28	10.02	8.23	789.63	4.068.85	4.848.18	155.76	495.66	651.65	13.44
201410	CEEP	19.88	11.34	10.08	8.43	801.26	4.233.27	5.134.53	161.59	529.66	690.25	13.44
201409	CEEP	19.67	11.20	9.95	8.03	897.63	4.132.41	5.030.05	152.37	511.87	664.24	13.21
201408	CEEP	19.32	11.01	9.78	8.14	843.22	4.271.27	5.114.49	148.55	510.72	659.27	12.89
201407	CEEP	18.99	10.81	9.61	7.88	810.89	4.102.64	4.913.33	141.88	461.95	623.83	12.70
201406	CEEP	18.96	10.82	9.62	7.71	815.10	3.837.09	4.652.19	142.95	457.13	600.08	12.90

Asimismo, según la información de demanda reportada al COES para el Informe de Actualización 2017 - 2026, Minera Las Bambas iniciará su toma de carga en el mes de enero de 2015 y tendrá el siguiente perfil de consumo:

Demanda Eléctrica Histórica y Proyectada:

2.4.1 Proyección de Demanda en **Escenario Medio** (proyecciones estimadas para condiciones normales planeadas por la empresa):

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de Carga (%)
		HP	HFP	
2011 (Histórico)				
2012 (Histórico)				
2013 (Histórico)				
2014				
2015	126.26	20.50	20.50	70.32
2016	1156.43	144.98	144.98	91.06
2017	1261.03	156.47	156.47	92.00
2018	1261.03	156.47	156.47	92.00
2019	1261.03	156.47	156.47	92.00
2020	1261.03	156.47	156.47	92.00
2021	1261.03	156.47	156.47	92.00
2022	1261.03	156.47	156.47	92.00
2023	1261.03	156.47	156.47	92.00
2024	1261.03	156.47	156.47	92.00
2025	1261.03	156.47	156.47	92.00
2026	1261.03	156.47	156.47	92.00

Por lo tanto, se solicita que la GART corrija y actualice la demanda conectada a la S.E. Cotaruse 220 kV, según lo siguiente:

- Considerar la fecha real de toma de carga de Minera Ares (Suyamarca); y
- Tomar en cuenta el perfil de demanda informado por Minera Las Bambas para el Estudio de Actualización del Plan de Transmisión de SEIN 2017-2026. (ver Anexo N°1 de este documento).

OPINIÓN 9

Modelamiento de las Centrales RER

En el Modelo de Demanda, OSINERGMIN asume que las centrales RER cumplirán con entregar el 100% de su energía adjudicada durante todo el período de análisis, lo que en la práctica no ha venido ocurriendo, tal como se aprecia en el siguiente cuadro donde se muestra los factores de corrección para las centrales RER en operación¹:

¹ Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER, respecto de la Energía Adjudicada. Este factor, se aplica a la Tarifa de Adjudicación cuando su valor es menor a uno. (DECRETO SUPREMO N° 012-2011-EM)

Factor de Corrección	Cogeneración Paramonga I	CH Poechos 2	CH Roncador	CH La Joya	CH Carhuaquero IV	CT Huayacoloro	C.H. Purmacana	C.H. Nuevo Imperial	TACNA SOLAR 20T	PANAMERICANA SOLAR 20T5	C.H. Yanapampa	C.E. Marcona
2009	0.850	0.782	0.067	0.468	1.000							
2010	0.794	0.896	0.752	1.000	1.000		0.535					
2011	0.747	1.000	0.643	1.000	1.000	1.000	0.616	1.000				
2012	0.847	1.000	0.992	1.000	0.981	1.000	1.000	0.986	1.000	0.923	0.617	
2013	0.745	0.818	0.817	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.949	0.551
2014	0.998	1.000	0.948	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.962	1.000	1.000	0.828
2015	0.985	1.000	0.889	1.000	1.000	0.997	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Fuente: Informes para cargos adicionales al peaje de conexión al SPT (COES/D/DO-034-2015)

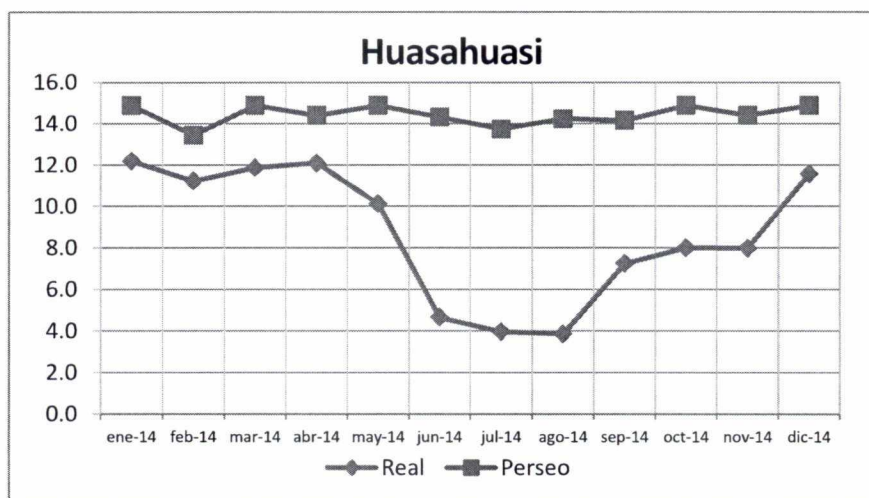
En consecuencia, se solicita corregir el Modelo de Demanda, considerando el aporte real registrado de las Centrales RER en actual operación.

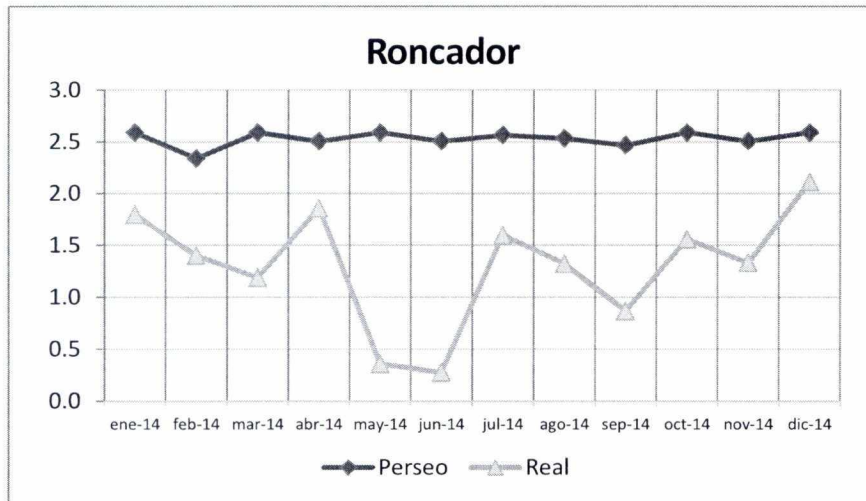
OPINIÓN 10

Producción de las CCHH Huasahuasi y El Roncador

En el Modelo Perseo, SINAC.CHH, se encuentran representadas algunas centrales RER, como por ejemplo Huasahuasi I y II y El Roncador y otras se consideran como "Autoproductor" restando su aporte de la demanda.

Al respecto, se observa que en el archivo EGHsi000.csv hay una diferencia entre el valor histórico de producción de tales centrales (2014) y lo proyectado en el Modelo Perseo, tal como se aprecia en las siguientes figuras y el cuadro con las cifras de producción real. En consecuencia, el modelamiento efectuado por OSINERGMIN sobre estima la producción de las centrales Huasahuasi y El Roncador.





Mes-Año	Huasahuasi		Roncador	
	Real	Perseo	Real	Perseo
ene-14	12.19	14.88	1.79	2.59
feb-14	11.21	13.44	1.40	2.34
mar-14	11.86	14.88	1.19	2.59
abr-14	12.10	14.40	1.86	2.51
may-14	10.12	14.88	0.36	2.59
jun-14	4.65	14.31	0.28	2.51
jul-14	3.96	13.74	1.59	2.56
ago-14	3.85	14.23	1.32	2.53
sep-14	7.23	14.15	0.87	2.46
oct-14	8.00	14.88	1.56	2.59
nov-14	7.99	14.40	1.33	2.51
dic-14	11.57	14.88	2.11	2.59
DESVEST	3.24	0.49	0.56	0.07
MEDIA	8.73	14.42	1.30	2.53

Se solicita corregir el modelamiento de las Centrales Huasahuasi y El Roncador, a efectos de modelar de manera más aproximada a la realidad, la operación de tales centrales.

OPINIÓN 11

Indisponibilidad de las Líneas 220 kV Chilca-San Juan (L-2093) y Ventanilla-Zapallal (L-2242/L2243) e implementación de puentes en Lima por el Proyecto Ampliación 15 de REP

En el modelo de simulación OSINERGMIN no ha considerado las modificaciones en la topología de la red de transmisión de la zona de Lima, que han sido autorizadas por el COES para dar viabilidad a los trabajos de ampliación de la línea 220 kV Chilca - San Juan (L-2093) y a la rehabilitación del tramo de la línea 220 kV Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) entre las estructuras T-20 y T-40, según figura en el Informe COES/D/DO/SPR-IT-060-2014 "Programa de Mantenimiento Mensual Junio 2014".

En efecto, la Ampliación 15 de REP está conformada por los siguientes tres proyectos:

- I. Ampliación de la capacidad de la Línea 220 kV Chilca-San Juan (L-2093) de 360 MVA a 700 MVA (conversión a doble circuito). Puesta en Operación programada para el mes de diciembre 2014;
- II. Ampliación de la capacidad de la Línea 220 kV Zapallal-Ventanilla de 304 MVA a 540 MVA. Puesta en operación programada para el mes de marzo 2015; y
- III. Cuarto circuito de la Línea 220 kV Ventanilla-Chavarría. Puesta en operación programada para el mes de marzo 2015.

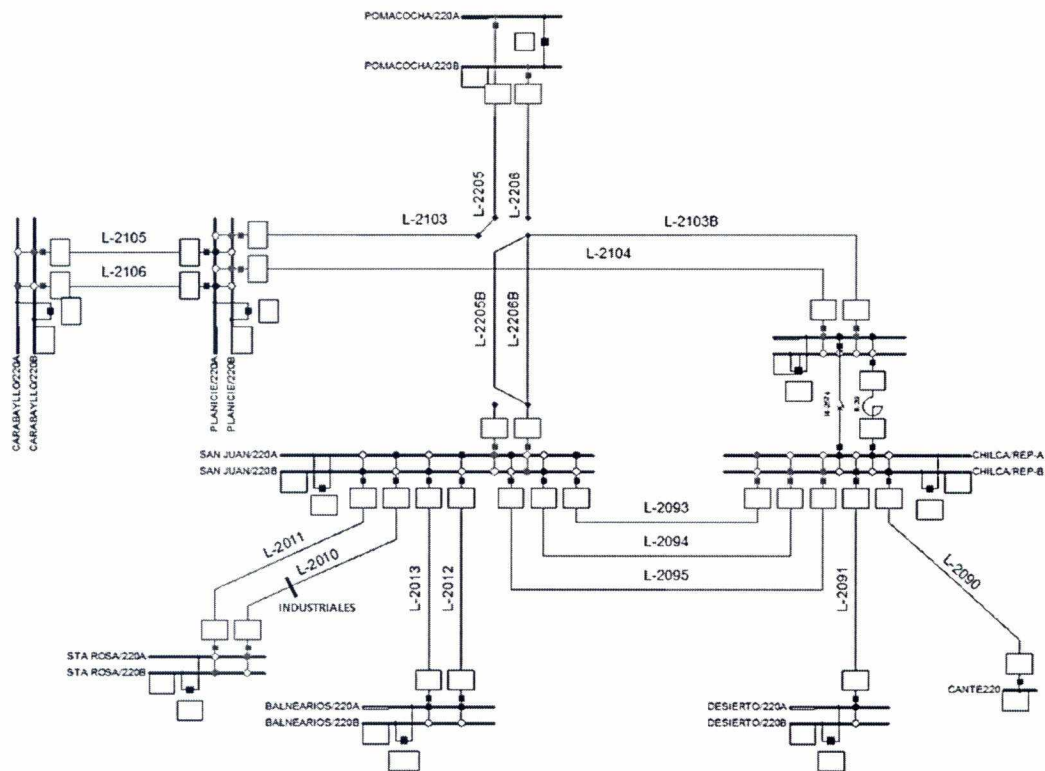
No obstante, la ejecución de los referidos proyectos contempla las siguientes indisponibilidades:

- I. Línea 220 kV Chilca-San Juan (L-2093) indisponible de junio 2014 a diciembre 2014;
- II. Líneas 220 kV Zapallal-Ventanilla (L-2242/L-2243) indisponibles de diciembre 2014 a marzo 2015; y
- III. Línea 220 kV Ventanilla-Chavarría (L-2245) indisponible de diciembre 2014 a marzo 2015.

Por ello, para dar viabilidad a los trabajos de ampliación de la línea 220 kV Chilca - San Juan (L-2093) y a la rehabilitación del tramo de la línea 220 kV Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) entre las estructuras T-20 y T-40, según figura en el Informe COES/D/DO/SPR-IT-060-2014 "Programa de Mantenimiento Mensual Junio 2014", el COES autorizó la implementación de los puentes que se describen a continuación:

LÍNEA	LONGITUD [km]	PARÁMETROS ELÉCTRICOS			
		R1 [Ohms]	X1 [Ohms]	R0 [Ohms]	X0 [Ohms]
L-2103B	42.3	2.204	16.218	11.417	41.336
L-2205B	16.45	1.003	8.061	5.093	23.673
L-2206B	16.45	1.003	8.061	5.093	23.673
L-2205	95.7	5.838	46.893	29.629	137.722
L-2206	95.7	5.838	46.893	29.629	137.722
L-2103	7.7	0.401	2.952	2.078	7.524

La configuración de la red resultante se aprecia en la siguiente figura



Dichos puentes se habilitaron antes del 16 de junio de 2014 y, según se tiene previsto, estarán habilitados hasta la puesta en operación de los cuatro circuitos de la línea 220 kV Chilca - San Juan.

Asimismo, actualmente el COES viene evaluando los puentes que se habilitarán para viabilizar la indisponibilidad de las Líneas 220 kV Zapallal - Ventanilla (L-2242/L-2243) y Ventanilla - Chavarría (L2246), cuya ejecución está prevista entre diciembre 2014 y marzo 2015. La alternativa que se viene evaluando es mantener habilitados los puentes 3, 4 y 5 hasta el mes de marzo de 2015.

Como se puede apreciar, la implementación de estos proyectos provoca cambios importantes en la topología de la red de transmisión del SEIN que deben ser incluidos en el presente cálculo de Fijación Tarifaria.

Por consiguiente, se solicita a OSINERGMIN actualizar la topología de la red de transmisión del SEIN modelada en el PERSEO, considerando las indisponibilidades de líneas y los puentes aprobados por el COES. Así, en el archivo de entrada "SINAC.LIN" del modelo PERSEO se debe actualizar y agregar las líneas que se indica a continuación:

Líneas 220 kV Chilca CTM – Planicie (LNX-035/LNX-036) y Planicie – Carabaylo (LNX-037/LNX-038)

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
LNX-035	SICN106	SICN-84	220.0000	48.0000	0.0517	0.3502	350.0000	0.0000	2011	6	2014	6	0
LNX-036	SICN106	SICN-84	220.0000	48.0000	0.0517	0.3502	350.0000	0.0000	2011	6	2014	12	1
REFOTENCIAMIENTO			220.0000	48.0000	0.0259	0.1751	700.0000	0.0000	2015	1	2050	12	
LNX-037	SICN-84	SICN-58	220.0000	46.0000	0.0259	0.1751	700.0000	0.0000	2011	6	2014	6	0
LNX-038	SICN-84	SICN-58	220.0000	46.0000	0.0517	0.3502	350.0000	0.0000	2015	4	2050	12	0

Líneas 220 kV Chilca – San Juan

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
LNX-003	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.7000	0.0369	0.2560	360.0000	0.0000	2007	2	2014	6	0
LNX-004	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.5000	0.0208	0.1922	700.0000	0.0000	2015	1	2050	12	0
LNX-008	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.2000	0.0415	0.3843	350.0000	0.0000	2007	7	2050	12	0
LNX-009	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.2000	0.0415	0.3843	350.0000	0.0000	2007	7	2050	12	0

Líneas 220 kV Pomacocha – San Juan

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
LNE-025	SICN-43	SICN-48	220.0000	112.1900	0.0305	0.2950	304.0000	0.0000	2006	1	2014	6	0
LNE-026	SICN-43	SICN-48	220.0000	112.1900	0.0305	0.2950	304.0000	0.0000	2015	1	2015	12	1
REFOTENCIAMIENTO			220.0000	112.1900	0.0371	0.2979	500.0000	0.0000	2016	1	2050	12	

Líneas 220 kV Callahuanca – Cajamarquilla y Cajamarquilla – Chavarría

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
LNE-031	SICN-06	SICN-46	220.0000	36.3500	0.0368	0.2485	678.0000	0.0000	2006	1	2014	6	0
LNE-032	SICN-46	SICN-13	220.0000	21.4200	0.0368	0.2485	678.0000	0.0000	2006	1	2050	12	0
LNE-033	SICN-06	SICN-46	220.0000	36.3500	0.0368	0.2485	678.0000	0.0000	2015	4	2050	12	0

Puente 1 220 kV Chilca CTM – San Juan

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
<u>LNE-PT1</u>	SICN106	SICN-48	220.0000	59.2000	0.0546	0.4130	304.0000	0.0000	2014	7	2014	12	0

Puente 2 220 kV Pomacocha - Planicie

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
<u>LNE-PT2</u>	SICN-43	SICN-84	220.0000	103.5900	0.0603	0.4820	152.0000	0.0000	2014	7	2014	12	0

Puentes 3 y 4 220 kV Planicie - Cajamarquilla

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
<u>LNE-PT3</u>	SICN-84	SICN-46	220.0000	14.7000	0.0282	0.2033	678.0000	0.0000	2014	7	2015	3	0

Puente 5 220 kV Callahuanca – Santa Rosa

CODIGO	CODSAL	CODLLE	TENSION	KM	r/KM	x/KM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS	R
<u>LNE-PT5</u>	SICN-06	SICN-49	220.0000	53.0300	0.0736	0.4968	339.0000	0.0000	2014	7	2015	3	0

OPINIÓN 12

Capacidades de instalaciones de transmisión con congestiones

En el archivo “Congessi.pro”, se ha detectado la ocurrencia de congestiones en las instalaciones de transmisión, incluso antes del vencimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, tal como se aprecia en el siguiente cuadro extraído del archivo salida CONGESSI.PRO, del cálculo efectuado por OSINERGMIN:

Hidrologia	1	Etapa	13Bloque	1	>	Linea	LNE-016	Chavarria	2	-	Santa	Ros22
Hidrologia	1	Etapa	24Bloque	1	>	Linea	LNE-016	Chavarria	2	-	Santa	Ros22
Hidrologia	1	Etapa	24Bloque	2	>	Linea	LNE-016	Chavarria	2	-	Santa	Ros22
Hidrologia	1	Etapa	25Bloque	1	>	Linea	LNE-016	Chavarria	2	-	Santa	Ros22
Hidrologia	1	Etapa	28Bloque	1	>	Linea	LNE-016	Chavarria	2	-	Santa	Ros22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	1	>	Linea	LNE-025	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	2	>	Linea	LNE-025	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	3	>	Linea	LNE-025	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	1	>	Linea	LNE-025	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	2	>	Linea	LNE-025	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	1	>	Linea	LNE-026	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	2	>	Linea	LNE-026	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	3	>	Linea	LNE-026	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	1	>	Linea	LNE-026	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	2	>	Linea	LNE-026	Pomacocha	2	-	San	Juan 22
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	1	>	Linea	LNE-028	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	2	>	Linea	LNE-028	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	3	>	Linea	LNE-028	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	1	>	Linea	LNE-029	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	2	>	Linea	LNE-029	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	3	>	Linea	LNE-029	Pachachaca	-	Callahuanc	2	
Hidrologia	1	Etapa	33Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	33Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	34Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	35Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	36Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	36Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	41Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	41Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	43Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	44Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	45Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	45Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	46Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	46Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	47Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	47Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	48Bloque	1	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	48Bloque	2	>	Linea	LNE-064	Huanuco	138	-	T. Maria	13
Hidrologia	1	Etapa	37Bloque	1	>	Linea	LSE-024	Toquepala	E	-	Toquepala	1
Hidrologia	1	Etapa	38Bloque	1	>	Linea	LSE-024	Toquepala	E	-	Toquepala	1
Hidrologia	1	Etapa	39Bloque	1	>	Linea	LSE-024	Toquepala	E	-	Toquepala	1

Fuente: Archivo de salida CONGESSI.PRO del PERSEO

Por consiguiente, se solicita corregir el archivo de entrada SINAC.LIN, en el rubro de valores de capacidad de transmisión, a fin de evitar la ocurrencia de congestiones durante la vigencia el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

OPINIÓN 13

Potencias Efectivas de las Centrales del SEIN

En los archivos de entrada de datos del PERSEO se observa que no se ha utilizado los valores de Potencias Efectivas de algunas centrales del SEIN de conformidad con las actualizaciones más recientes, según se describe a continuación:

A diciembre de 2014 se actualizaron las siguientes potencias efectivas:

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Vigente a Partir de
EGASA	C.T.CHILINA	CHILINA SULZ 2 - R500 D2	4.831	06.12.2014
		CICLO COMBINADO - D2	16.494	
		CHILINA TV2 - R500	7.067	
EDEGEL	C.T. SANTA ROSA	STAROSA TG8 GAS	188.207	20.12.2014
EDEGEL	C.T.VENTANILLA	VENTANILLA TG 3 - D2	146.113	24.12.2014
		VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	164.142	
		VENTANILLA TG 4 - D2	145.841	
		VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	160.522	

A enero de 2015 se actualizaron las siguientes potencias efectivas:

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Vigente a Partir de
Electroperú	TUMBES - R6	MAK1	6.132	09.01.2015
		MAK2	6.396	
EGASA	C.T. PISCO	PISCO TG1 GAS	33.91228	10.01.2015
		PISCO TG2 GAS	34.26331	
ENERSUR	C.T.ILO1	ILO1 CATKATO - D2	2.63245	
EDEGEL	C.T. VENTANILLA	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	220.58522	21.01.2015
		VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	447.74179	
		VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	233.36219	
		VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	483.77166	
		VENTANILLA TG 3 - GAS	151.04973	

Empresa	Central	Grupo	Potencia Efectiva (MW)	Vigente a Partir de
CELEPSA	C.H. PLATANAL	G1	113.419	27.01.2015
		G2	109.998	27.01.2015

Por lo tanto, se solicita actualizar, en los archivos de entrada del PERSEO utilizados por OSINERGMIN, las potencias efectivas de las centrales termoeléctricas Chilina, Santa Rosa, Tumbes, Pisco, Ilo 1 y Ventanilla, y de la central hidroeléctrica El Platanal, según los valores aprobados recientemente y que figuran en los cuadros anteriores.

OPINIÓN 14

CVNC de la Central Térmica Ilo 21

En el cálculo efectuado por OSINERGMIN no se han utilizado los valores de costos variables no combustibles (CVNC) de la CT Ilo 21 recientemente actualizados.

En el cuadro adjunto se presentan los resultados obtenidos del CVNC de la C.T. Ilo 21, según el “Estudio de Determinación del Costo Variable no Combustible de la C.T. Ilo21 de Enersur”, el mismo que fue aprobado por el COES mediante oficio N° COES/D/DP-230-2015:

Cuadro N° 31: Resumen de Resultados de CVNC, CVONC, CVM, CFAM y CMarr

Grupo	CVM (USD/MWh)	CVONC (USD/MWh)	CVNC (USD/MWh)	CFAM (USD/año)	CMarr (USD/arr)
ILO21	2.2130	0.2605	2.47347	3,360,361.65	305,487.4

Se solicita modificar los datos de entrada del modelo PERSEO usados en el cálculo de Fijación Tarifaria efectuado por OSINERGMIN, utilizando los CVNC para la unidad generadora de la Central Térmica Ilo 21 según las cifras del cuadro anterior.

OPINIÓN 15

Fecha de POC de la S.E. Moyobamba 220/138 kV

En el Anexo D2 “Plan de Obras de Transmisión” del Informe, se indica que la fecha prevista de puesta en operación comercial (POC) de la L.T. Carhuaquero – Cajamarca Norte – Caclic – Moyobamba en 220 kV y subestaciones asociadas, es junio de 2016. Sin embargo, tal como se aprecia en el archivo de entrada SINAC.LIN del modelo PERSEO, para el transformador Moyobamba 220/138kV se ha considerado como fecha de POC el mes de mayo de 2016.

Asimismo, en el archivo de entrada SINAC.dat, se aprecia que se ha considerado el modelamiento de 250 líneas, en tanto que en el archivo SINAC.LIN se contabiliza 251 líneas.

TITULO DE ESTUDIO	
Fijación Tarifaria Mayo - 2015	
2014	AÑO DE INICIO DEL ESTUDIO
1	MES DE INICIO DEL ESTUDIO
4	NUMERO DE AÑOS DE ESTUDIO
1	NUMERO DE BLOQUES HORARIOS DE PUNTA
2	NUMERO DE BLOQUES HORARIOS FUERA DE PUNTA
0.12	TASA DE ACTUALIZACION (p.u.)
36	NUMERO DE MESES DE ACTUALIZACION
152	NUMERO DE BARRAS
250	NUMERO DE LINEAS
24	NUMERO DE CUENCAS
49	NUMERO DE HIDROLOGIAS
1965	AÑO DE INICIO DE LA SERIE HIDROLOGICA
49	NUMERO DE AÑOS DE DATA HIDROLOGICA A LEERSE
7	MES INICIAL PARA CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO
6	PERIODO PARA EL CALCULO DEL INGRESO TARIFARIO

FORMATO FORTRAN: LIBRE

Fuente: Archivo de entrada SINAC.DAT del PERSEO

Se solicita modificar la fecha prevista de POC de la S.E. Moyobamba, que forma parte del proyecto L.T. Carhuaquero – Cajamarca Norte - Caclic -Moyobamba 220kV, a junio 2016. Así mismo, revisar las diferencias encontradas en los archivos SINAC.dat y SINAC.LIN, según lo anotado.

OPINIÓN 16

Costos de los profesionales y Factor de Beneficios Sociales en el cálculo del precio básico de potencia

En relación a las componentes que intervienen en el cálculo del precio básico de potencia, se observa que la información fuente de los profesionales no considera la información del Price Waterhouse 2014. Al respecto, se solicita que OSINERGMIN considere para estos efectos la información del Price Waterhouse 2014 que el regulador ya viene empleando en la actualización de los Módulos Estándares de Transmisión aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 016-2015-OS/CD, dado . En este sentido, también se debe corregir el Factor de Beneficios Sociales en el rubro CTS, de acuerdo a leyes laborales vigentes.

En efecto, al analizar los archivos que sustenta la mencionada Resolución OSINERGMIN N° 016-2015-OS/CD, se pudo verificar, que los costos de hora hombre (h-h) de los profesionales considerados en los análisis de costos de las partidas de obras civiles y montajes electromecánicos, sí emplean la información del Price Waterhouse que corresponde al año 2014, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

INFORMACIÓN DEL PRICE WATERHOUSE Año 2014 SEMESTRE I		
Empresa Grande		
	US\$	Soles
ING. DE OPERACIÓN	2 898	8 662
ING. ELECTRICISTA	2 528	7 556
ING. ELECTROMECAÁNICO	2 341	6 997
ING. OBRAS CIVILES	2 340	6 994
	2 527	7,552
DESAGREGADO DE BENEFICIOS SOCIALES		
Seguro salud	9%	680
IES	0%	-
CTS (1,17 sueldos anuales)	9.75%	736
		8,969
SEGUROS		
Seguro de vida	0.53%	48
Seg. Médico del Gerente (Mensual)	91.67	
Seg. Médico otros Trabaj. (Mensual)	62.50	63
Beneficios del Directorio (Anual):	5600	
Gratificaciones (Personal)	16.6667%	1,495
Mensual		10,573
H-H (Soles)		52.87
H-H (US\$)		17.69

Fuente: I-404 (Fuente Precios Rec O.C. y Mont).xlsm de la BDME.

Asimismo, en el cuadro anterior se puede apreciar que para el desagregado de Beneficios Sociales, se ha considerado una CTS igual a 1,17 sueldos anuales. Lo anterior es acorde al monto que deben abonar a sus trabajadores los empleadores del régimen laboral general de la actividad general, por concepto de CTS, y cuyo monto es igual a una remuneración más 1/6 de las gratificaciones legales por cada año laborado.

Por lo indicado, corresponde que OSINERGMIN en sus procesos regulatorios considere la misma información fuente para su análisis, con el fin de mantener la consistencia de la información en sus decisiones.

ANEXO N° 1

DEMANDA MINERA LAS BAMBAS



LAS BAMBAS

Av. El Derby 055, Edificio Cronos
Torre 3, Piso 9, Surco, Lima 33, Perú
T + 51 1 372 2233
www.lasbambas.com



Lima, 11 de septiembre de 2014

LBA-488/2014

Señor
EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMIS
Director de Planificación de Transmisión
COES-SINAC
Presente.-

Asunto : **INFORMACIÓN PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL "PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2026".**

De nuestra consideración:

Por medio de la presente le enviamos nuestros cordiales saludos y la vez le hacemos llegar la información solicitada mediante la Carta COES/D/P/DP-1126-2014, en el formato "D1-Demanda_Minera Las Bambas (2).xlsx", asimismo, le adjuntamos el unifilar respectivo de nuestra instalación en formato dwg.

Cabe señalar que este archivo fue enviado con anterioridad el 30 de agosto vía correo electrónico, pero mediante la presente comunicación dejamos constancia de su entrega en forma física.

Sin otro particular, quedamos suscritos de ustedes para cualquier comunicación relacionada al asunto de la referencia.

Atentamente,

p. **LAS BAMBAS MINING COMPANY S.A.**


Gonzalo Garcia Muñoz Najar
Apoderado



Las Bambas Mining Company S.A.
RUC 20538878524
Operada por MMG
www.lasbambas.com

**FICHA DE INFORMACIÓN N° D1-A
DATOS TÉCNICOS Y PROYECCIÓN DE DEMANDA ANUAL**

FECHA: 01-set-14

Notas para el llenado de la ficha:

- (1): HP = Declarar su Potencia de 18.00 a 23.00 horas. HFP = Declarar su Potencia de 00:00 a 18.00 y de 23.00 a 24.00 horas
(2): Con referencia a los requisitos marcar con (X) en el Estado de Situación del Proyecto

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre de la Carga/Ampliación ó Nuevo Proyecto: Carga/Ampliación Nuevo Proyecto
Las Bambas
- 1.2 Empresa propietaria:
LAS BAMBAS MINING COMPANY S. A.
- 1.3 Ubicación de la Carga/Ampliación ó Nuevo Proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|-------------------|----------------|-----------------------|
| Apurímac | Grao y Cotabambas | Chalhuanhuacho | 87592 720, N: 8440467 |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
Minería
- 1.5 Descripción de la Carga/Ampliación ó Nuevo Proyecto:
1.5.1 Situación actual
En construcción

1.5.2 Etapas y su Estado de Avance: (en caso de ser Nuevo Proyecto o Ampliación)

ETAPAS		ESTADO DE AVANCE (a la fecha)
PRE-INVERSIÓN	Exploración	Terminado
	Estudio de Pre-Factibilidad	Terminado
	Estudio de Factibilidad	Terminado
	Estudio de Impacto Ambiental	Terminado
INVERSIÓN	Financiamiento	Terminado
	Ingeniería	Terminado
	Construcción	En proceso
OPERACIÓN	Puesta en marcha	2015

2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:

- 2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera):
- | | |
|---|-----------------------------------|
| Facilidades de infraestructura | Mina y Concentradora |
| Características geográficas | Sierra |
| Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción | Tajo |
| Metales a extraer | Cu, Mo |
| Reservas | 877 Mt |
| Escala de producción | 140 000 toneladas/día de molienda |
| Planta de beneficio (Proceso) | Flotación |
| Recuperaciones metalúrgicas | 88% |
| Leyes de concentrado | 36% |
| Radio de concentración | 51 |
| Capacidad de tratamiento y Producción anual | 51.10 Mtpa |

- 2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad:
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (kWh) | Consumo (kWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído | 140.000 | 3.312.000.00 | 23.66 |

- 2.3 Fuentes de suministro eléctrico:
- | | |
|--|-------------|
| Subestación de conexión al SEIN | SE Cotaruse |
| Nivel de Tensión | 220 kV |
| Empresa Suministradora de Electricidad | Enersur |

2.4 Demanda Eléctrica Histórica y Proyectada:

2.4.1 Proyección de Demanda en **Escenario Medio** (proyecciones estimadas para condiciones normales planeadas por la empresa):

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de Carga (%)
		HP	HFP	
2011 (Histórico)				
2012 (Histórico)				
2013 (Histórico)				
2014				
2015	126.26	20.50	20.50	70.32
2016	1156.43	144.98	144.98	91.06
2017	1261.03	156.47	156.47	92.00
2018	1261.03	156.47	156.47	92.00
2019	1261.03	156.47	156.47	92.00
2020	1261.03	156.47	156.47	92.00
2021	1261.03	156.47	156.47	92.00
2022	1261.03	156.47	156.47	92.00
2023	1261.03	156.47	156.47	92.00
2024	1261.03	156.47	156.47	92.00
2025	1261.03	156.47	156.47	92.00
2026	1261.03	156.47	156.47	92.00

2.4.2 Proyección de Demanda en **Escenario Optimista** (respecto al Esc. Medio, son las proyecciones en condiciones ideales planeadas, tanto en nivel de demanda como en fecha de entrada, estando el proyecto a cualquier etapa de desarrollo):

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de Carga (%)
		HP	HFP	
2011 (Histórico)				
2012 (Histórico)				
2013 (Histórico)				
2014				
2015	126.26	73.00	73.00	-
2016	1156.43	156.47	156.47	84.37
2017	1261.03	156.47	156.47	92.00
2018	1261.03	156.47	156.47	92.00
2019	1261.03	156.47	156.47	92.00
2020	1261.03	156.47	156.47	92.00
2021	1261.03	156.47	156.47	92.00
2022	1261.03	156.47	156.47	92.00
2023	1261.03	156.47	156.47	92.00
2024	1261.03	156.47	156.47	92.00
2025	1261.03	156.47	156.47	92.00
2026	1261.03	156.47	156.47	92.00

2.4.3 Proyección de Demanda en **Escenario Pesimista** (respecto al Esc. Medio, son las proyecciones en condiciones adversas planeadas, tanto en nivel de demanda como en fecha de entrada, estando el proyecto en la etapa de construcción):

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de Carga (%)
		HP	HFP	
2011 (Histórico)				
2012 (Histórico)				
2013 (Histórico)				
2014				
2015	126.26	8.14	8.14	-
2016	1156.43	90.50	90.50	-
2017	1261.03	156.47	156.47	92.00
2018	1261.03	156.47	156.47	92.00
2019	1261.03	156.47	156.47	92.00
2020	1261.03	156.47	156.47	92.00
2021	1261.03	156.47	156.47	92.00
2022	1261.03	156.47	156.47	92.00
2023	1261.03	156.47	156.47	92.00
2024	1261.03	156.47	156.47	92.00
2025	1261.03	156.47	156.47	92.00
2026	1261.03	156.47	156.47	92.00

2.5 Factor de Potencia estimado: 0.96

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	149.5

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año			2014