Osinergmin
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° 237-2017-GRT

Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por ENEL Distribución S.A.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 Nº 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 ENEL Distribución Perú S.A.A. (en adelante "ENEL") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la RESOLUCIÓN en el que solicita:

1) Considerar el módulo 220C1EU en la valorización de la nueva celda de línea en la SET Lomera y SET Santa Rosa, en reemplazo de los códigos 060C1EU y 060C1IU.
2) Considerar como "Código de Parte del Sistema" para la celda de acoplamiento en la SET Santa Rosa, el código MAT/AT en reemplazo del código AT/MT.
3) Considerar los siguientes módulos de costos comunes para la nueva SET Comas: OC-COC1E060SB-08, ED-COCIE060SB-08, RT-COC1E060SB-08-13, IECOC1E060SB-08. Asimismo, con respecto al área de terreno, considerar los valores de la transacción de compra y venta (3 876,95 m^2 a 430 USD/m^2).
4) Considerar la generación en la SET Oquendo igual a 24,9 MW, de acuerdo a lo registrado en los despachos del COES, en reemplazo de 32 MW conforme se consigna en el archivo "BD SEIN-GART AD 06".

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundados los extremos 1, 2 y 4 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, deberán ser consignadas en resolución complementaria.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 3

1.1. ANTECEDENTES 3
1.2. OBJETIVO 4

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN 5

2.1. CONSIDERAR EL MÓDULO 220C1EU EN LA VALORIZACIÓN DE LA NUEVA CELDA DE LÍNEA EN LA SET LOMERA Y SET SANTA ROSA 6
2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO 6
2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN 7
2.1.3. CONCLUSIÓN 7
2.2. CONSIDERAR COMO "CÓDIGO DE PARTE DEL SISTEMA" PARA LA CELDA DE ACOPLAMIENTO EN LA SET SANTA ROSA, EL CÓDIGO MAT/AT EN REEMPLAZO DEL CÓDIGO AT/MT 8
2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO 8
2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN 8
2.2.3. CONCLUSIÓN 9
2.3. MODIFICAR LOS MÓDULOS PROPUESTOS PARA COSTOS COMUNES Y CONSIDERAR LOS VALORES DE LA TRANSACCIÓN DE COMPRA Y VENTA DE TERRENO, AMBOS EN LA NUEVA SET COMAS 9
2.3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO 9
2.3.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN 10
2.3.3. CONCLUSIÓN 11
2.4. CONSIDERAR LA GENERACIÓN EN LA SET OQUENDO IGUAL A 24,9 MW, DE ACUERDO A LO REGISTRADO EN LOS DESPACHOS DEL COES 11
2.4.1. SUSTENTO DEL PETITORIO 11
2.4.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN 12
2.4.3. CONCLUSIÓN 13

3. CONCLUSIONES 14

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 Osinergmin, 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 Osinergmin 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 Osinergmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación por parte de Osinergmin 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 Osinergmin 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 ENEL Distribución Perú S.A.A. (en adelante "ENEL") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, 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 ENEL.

1.2. Objetivo

El presente informe tiene por objeto analizar los aspectos técnico-económicos del recurso de reconsideración interpuesto por ENEL. 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 Osinergmin, 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 Osinergmin y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto.

2. Recurso de Reconsideración

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

1) Considerar el módulo 220C1EU en la valorización de la nueva celda de línea en la SET Lomera y SET Santa Rosa, en reemplazo de los códigos 060C1EU y 060C1IU.
2) Considerar como "Código de Parte del Sistema" para la celda de acoplamiento en la SET Santa Rosa, el código MAT/AT en reemplazo del código AT/MT.
3) Considerar los siguientes módulos de costos comunes para la nueva SET Comas: OC-COC1E060SB-08, ED-COCIE060SB-08, RT-COC1E060SB-08-13, IECOC1E060SB-08. Asimismo, con respecto al área de terreno, solicita considerar los valores de la transacción de compra y venta (3 876,95 m^2 a 430 USD/m^2).
4) Considerar la generación en la SET Oquendo igual a 24,9 MW, de acuerdo a lo registrado en los despachos del COES, en reemplazo de 32 MW conforme se consigna en el archivo "BD SEIN-GART AD 06".

Como medios probatorios ENEL anexa a su recurso de reconsideración, los siguientes documentos:

- Anexo N° 1: Acta de Puesta en Servicio N° 004-2017-ENEL DP
- Informe Técnico N° 001, observaciones a la RESOLUCIÓN
- Informe Técnico N° 002, sustento costos comunes y área de terreno de la Nueva SET Comas.

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

2.1. CONSIDERAR EL MÓDULO 220C1EU EN LA VALORIZACIÓN DE LA NUEVA CELDA DE LÍNEA EN LA SET LOMERA Y SET SANTA ROSA

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ENEL señala que, en la valorización de las nuevas celdas en la SET Lomera y SET Santa Rosa, se ha considerado los módulos de gastos financieros: "060C1EU" y "060C1IU" respectivamente; sin embargo, a estas subestaciones, al tener lado de MAT, les corresponde el módulo "220C1EU".

Manifiesta, además que, con respecto a esta observación, Osinergmin argumentó en la etapa de publicación lo siguiente:

> *Es del caso señalar que los Gastos Financieros están constituidos, entre otros, principalmente por los costos del transformador de potencia y sus equipos conexos. Por ello, para todo el conjunto de Elementos, que se instalan en un momento dado y que son conexos al transformador de potencia, se le asigna los Gastos Financieros referidos al lado de mayor tensión.*
>
> *En este caso se observa que los equipos instalados corresponden a una celda de línea 60 kV y no está relacionado directamente con la instalación de un transformador de potencia 220/60 kV, por ello resulta razonable asignar los Gastos Financieros de acuerdo al nivel de tensión del elemento instalado, ello a fin de que los gastos financieros reconocidos sean los más adecuados*

Agrega que los gastos financieros son inherentes a la construcción de la subestación en su conjunto y, por tanto, no es correcto diferenciar los Elementos de acuerdo a su nivel de tensión y/o si están directamente relacionados al transformador.

De otro lado, ENEL menciona que esto significa un cambio de opinión de Osinergmin, por cuanto en los procesos de liquidación anteriores nunca se ha aplicado este criterio. Como ejemplo la recurrente muestra, entre otros, un extracto de la hoja de cálculo del proceso de liquidación del año 2016.

12	1	SET MAT/AT/MT LOMERA		
13		Elementos(1)		
14	1	Celda de Línea, 60 kV, SET MAT/AT/MT HUARAL NUEVA 220 (LOMERA)	60	CE-060COU1C1ESBLI3
15	0			
43	0			
44		Servicios Auxiliares(2)		
51		Costos Comunes (total) (2)		
52		Obras Civiles Generales		
53		Edificio de Control		
54		Red de Tierra Profunda		
55		Instalaciones Eléctricas al Exterior		
56		Sub total costos directos		
57		Costos Indirectos (total) (2)		
58		Costo del Terreno		
59		Supervisión	7,50%	
60		Gastos Administrativos del titular	1,83%	
61		Gastos Financieros	4,60%	220C1EU
62		TOTAL SUBESTACIÓN		0

Fuente: archivo "CálculosRRLiq06.zip\Cálculos\01_CMA\Edelnor\03_INVERSION\ F_300_Area6(2013-2017).xlsx"; Hoja: "F-303"

En el ámbito del Derecho Administrativo, la recurrente manifiesta que el ordenamiento jurídico recoge el principio de predictibilidad como uno de los principios que debe regir todo procedimiento administrativo.

Asimismo, ENEL afirma que, en el presente caso, la RESOLUCIÓN impugnada vulnera también el Principio de Predictibilidad, en tanto que Osinergmin ya había actuado de la manera solicitada en los procesos de liquidación anteriores, pretendiendo en el presente proceso, cambiar de criterio sin haberse dado ningún cambio en la normativa vigente.

Por lo señalado, ENEL solicita a Osinergmin, que se considere el módulo de gastos financieros "220C1EU", en la valorización de la nueva celda de línea en la SET Lomera y SET Santa Rosa.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Es del caso señalar que, en base a su función reguladora, Osinergmin establece de forma complementaria criterios adicionales que permitan regular las instalaciones de transmisión de la mejor manera. En virtud de lo cual, se establecieron algunos criterios adicionales para la valorización de Elementos de transmisión.

No obstante, visto los nuevos argumentos presentados por ENEL, resulta pertinente dejar sin efecto la aplicación de los nuevos criterios en la valorización de Elementos relacionados con los gastos financieros, hasta que estos sean revisados y evaluados en la próxima revisión de la NORMA TARIFAS. Ante lo cual, en la valorización de las instalaciones de transmisión se utilizará los mismos criterios considerados en los procesos de liquidación anteriores.

Por lo señalado, resulta pertinente modificar la valorización de las celdas de línea 60 kV de las subestaciones Lomera y Santa Rosa, según lo siguiente:

i. Para el caso de la celda de línea 60 kV de la SET Lomera, se cambia el código modular de 060C1EU por 220C1EU.

ii. Para el caso de las celdas de línea 60 kV de la SET Santa Rosa Nueva, se cambia el código de 060C1IU por 220 C1EU, dado que la referida subestación cuenta con el nivel de 220 kV.

iii. Para las celdas de línea 60 kV de la SET Santa Rosa Antigua, se mantiene el código modular 060C1IU debido a que dicha subestación no cuenta con el nivel de 220 kV y se encuentra separada físicamente de la SET Santa Rosa Nueva; lo anterior se sustenta en que ambas subestaciones se conectan a través de las líneas 60 kV L-701 y L-6708 que tienen una longitud mayor a 200 metros.

De otro lado, la revisión de códigos modulares referidos a Gastos Financieros se hace extensiva a las demás empresas concesionarias, a fin de que la valorización de sus Elementos sea evaluada bajo criterios uniformes y de ser el caso se corregirá donde corresponda.

2.1.3. CONCLUSIÓN

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

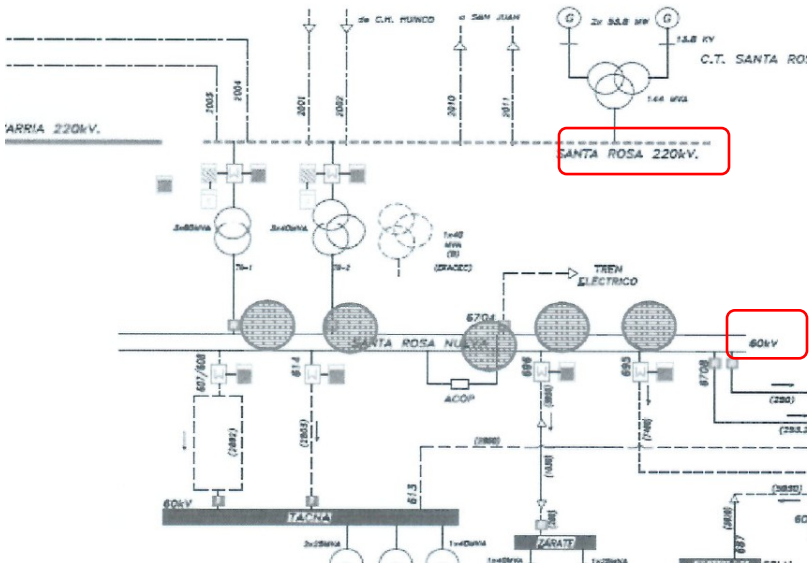
2.2. CONSIDERAR COMO "CÓDIGO DE PARTE DEL SISTEMA" PARA LA CELDA DE ACOPLAMIENTO EN LA SET SANTA ROSA, EL CÓDIGO MAT/AT EN REEMPLAZO DEL CÓDIGO AT/MT

2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ENEL señala que, en el cálculo del peaje, se ha considerado la nueva celda de acoplamiento en la SET Santa Rosa con "Código Parte del Sistema" igual a AT/MT, (Archivo: "02 PEAJES.zip\02 PEAJES\02 FORMULARIOS\Area_06\02_PEAJES\ 05-Tarifas-Rev_2017_2021_6.xlsm", Hoja: "SCT", celda: N412). Para lo cual muestra la siguiente figura.

	A	B	C	D	E	F	J	K	L	M	N
1							Característica del Elemento				
2	ÁREA	Titular	Año	Mes	Día	Titular al 2013	Instalación	Módulo	Tensión	NT	Código parte del Sistema
3	Área	Titular	Año	Mes	Día	Titular	Instalación	Módulo	Tensión	NT	CPS
410	6	ENEL DISTRIBUCIÓN	2016	11	25		SET AT/MT HUARANGAL	CE-010COU1MCESBAL1-par	10	MT	AT/MT
411	6	ENEL DISTRIBUCIÓN	2016	12	30		SET AT/MT HUARAL	CE-010COU1C1ESBAL1	10	MT	AT/MT
412	6	ENEL DISTRIBUCIÓN	2016	12	14		SET MAT/AT/MT SANTA ROSA 220	CE-060COU1C1IDBAC3	60	AT	AT/MT
413	6	ENEL DISTRIBUCIÓN	2016	12	16		SET MAT/AT/MT SANTA ROSA 220	CE-060COU1C1IDBL13	60	AT	AT

Continua que, de acuerdo al Acta de Puesta en Servicio N° 004-2017-ENEL DP, se puede observar que dicha celda corresponde a la parte MAT/AT, como se puede observar en la siguiente figura.



Por lo expuesto, ENEL solicita considerar como "Código de Parte del Sistema" para la celda de acoplamiento en la SET SANTA ROSA, el código MAT/AT.

2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Efectivamente, se ha revisado el archivo indicado por ENEL, donde se ha consignado la codificación por partes del sistema eléctrico a la celda de

acoplamiento de la SET Santa Rosa como “AT/MT” cuando debió corresponder “MAT/AT”.

2.2.3. CONCLUSIÓN

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

2.3. CONSIDERAR LOS MÓDULOS PROPUESTOS PARA COSTOS COMUNES Y LOS VALORES DE LA TRANSACCIÓN DE COMPRA Y VENTA DE TERRENO, AMBOS EN LA NUEVA SET COMAS

2.3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ENEL manifiesta que en la valorización de los Costos Comunes de la SET Comas no se están considerando los módulos correctos, pues se están considerando módulos para 05 celdas de líneas, mientras que esta SET está diseñada para 08 celdas, esto lleva a un menor reconocimiento en el área del terreno.

Agrega que en el Informe Técnico 02 y sus anexos, se expone y se sustenta con mayor detalle el presente petitorio.

En el referido informe, ENEL manifiesta lo siguiente:

a. Complementando el análisis realizado por Osinergmin, en la respuesta a la opinión de ENEL, se debe mencionar que, en el año 30, realizando el análisis de flujo de carga, tres líneas de 60 kV presentarían sobrecarga.

b. En base a lo anterior, ENEL ha revisado el sistema eléctrico asociado a la SET Huarangal 220/60/10 kV teniendo en cuenta lo siguiente:

   i. Sobrecarga de líneas 60 KV asociadas al sistema eléctrico de SET Huarangal a largo plazo.
   ii. Crecimiento de la zona urbana en los distritos de Comas, Puente Piedra y Carabayllo (mayor dificultad para la construcción de líneas aéreas 60 kV).
   iii. Nuevas líneas 60 kV para la conexión de la SET Sinchi Roca.
   iv. Confiabilidad de suministro de energía para la SET Puente Piedra y Caudivilla.

c. Luego del análisis realizado, es necesario considerar en la Nueva SET Comas, el terreno para la construcción de 4 celdas de líneas 60 kV siguientes:

   - Nueva SET Sinchi Roca. (2 líneas 60 kV)
   - Conexión con la SET Puente Piedra (1 línea 60 kV)
   - Conexión con SET Caudivilla. (1 línea 60 kV).

d. Considerando el análisis complementario técnico económico del sistema eléctrico asociado a la SET Huarangal 220/60 kV, ENEL ha realizado la compra del terreno 3 876,95 m2, correspondiendo el módulo de obras civiles generales OC-COC1EO60SB-08 (hasta 8 celdas de

línea 60 kV, 1 transformador 60/20/10 kV y sistema de barra 60 kV en simple barra), el cual considera el área de 3 854 m2.

Por lo expuesto, ENEL solicita que se considere los siguientes módulos para la valorización de la SET Comas: OC-COC1E060SB-08, ED-COC1E060SB-08, RT-COC1E060SB-08-I3, IE-COC1E060SB-08. Además, en relación al área de terreno, la recurrente solicita que se considere los valores de transacción de compra y venta (3 876,95 m^2 a 430 USD/m^2).

2.3.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Es del caso aclarar que en el presente proceso no corresponde revisar, modificar ni cuestionar los criterios adoptados en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2017-2021.

Sin perjuicio de lo mencionado, se ha revisado el Informe Técnico 02 presentado por ENEL, en donde se desarrolla, para la SET Comas, una nueva configuración que contiene ocho (08) celdas de línea en AT. Sin embargo, dicha configuración no proviene de un planeamiento integral dado que no fue considerada en la optimización conjunta del sistema de transmisión. Asimismo, en la definición de la configuración de la SET Comas, no se ha tomado en cuenta la configuración óptima (considerada en la evaluación de módulos óptimos del Plan de Inversiones 2017-2021), la cual debe ser alcanzada en el largo plazo a fin de asegurar la coherencia entre la planificado y lo implementado.

En ese sentido, para el diseño de la SET Comas, ENEL debió considerar como base la configuración seleccionada en la evaluación de módulos óptimos y de forma complementaria el desarrollo de la red AT de largo plazo (año 30) consignada en el archivo de flujo de potencia correspondiente al Plan de Inversiones 2017-2021.

En el cuadro siguiente se muestran las diferencias de cada configuración, en lo relacionado a la cantidad de celdas.

Cuadro N° 2.1: Cantidad de celdas de línea AT por tipo de configuración

Configuración óptima (Plan de Inversiones 2017-2021)	Configuración del año horizonte consignado en el modelo de Flujo de Potencia (considerado por Osinergmin)	Configuración propuesta por ENEL
Celdas de línea AT = 3 (*)	Celdas de línea AT = 5 (**)	Celdas de línea AT = 8 (***)
	Diferencia : 66 %	Diferencia : 166 %

(*) Fuente: Pagina A-2 del Anexo A de la Propuesta Final del Plan de Inversiones 2017-2021 de ENEL (ver esquema de la Configuración 1 – Lazo)
(**) Fuente: Archivo "EDELNOR Base SST 2017_2021 año 30_2.pfd" (ver caso de estudio 2047)
(***) Fuente: Figura 3 del Anexo 2 del Informe Técnico 02

Del cuadro anterior mostrado, se observa que la configuración propuesta por ENEL difiere en gran medida con la configuración óptima (contemplada en la optimización conjunta del Plan de Inversiones 2017-2021), dado que la diferencia de celdas de línea, entre ambas configuraciones, es de 166%, lo que significa que la propuesta de ENEL es discordante con lo óptimo. En tal sentido, es responsabilidad de la empresa concesionaria velar por el cumplimiento de los criterios establecidos en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones, a fin de que exista coherencia entre la red planificada y la red implementada.

Asimismo, cabe indicar que en el numeral IV) del literal c) del artículo 139° del Reglamento de la LCE se señala que, para el caso de las instalaciones del SCT, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

Por lo mencionado, no corresponde modificar los códigos modulares, adoptados en la etapa de publicación, para los conceptos de "Obras Civiles Generales", "Edifico de Control", "Red de Tierra Profunda" e "Instalaciones Eléctricas al Exterior".

Finalmente, en vista que se desestima el cambio del código modular del concepto "Obras Civiles Generales", el área de terreno de la SET Comas se mantiene conforme se aprobó en la RESOLUCIÓN.

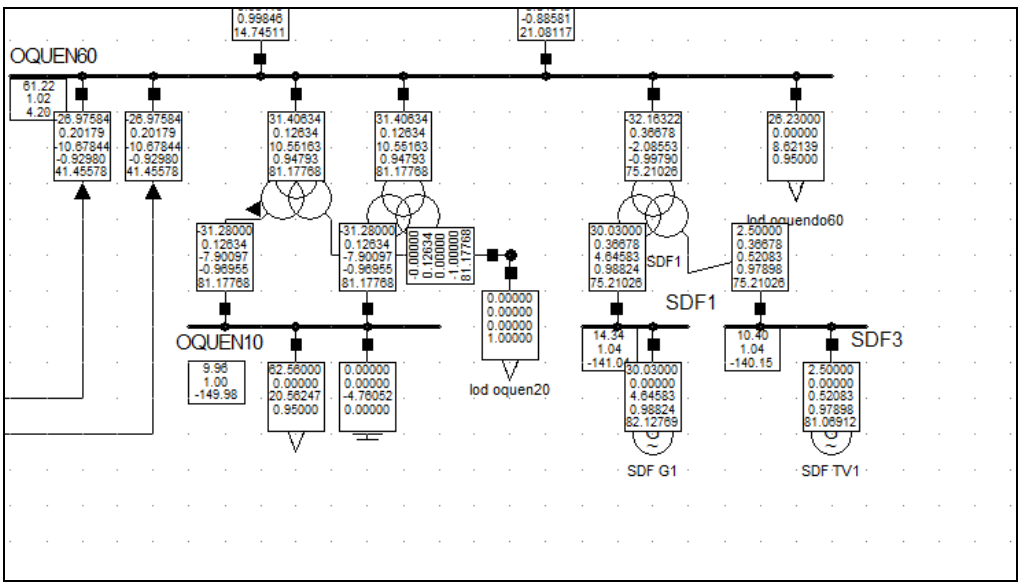
2.3.3. CONCLUSIÓN

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

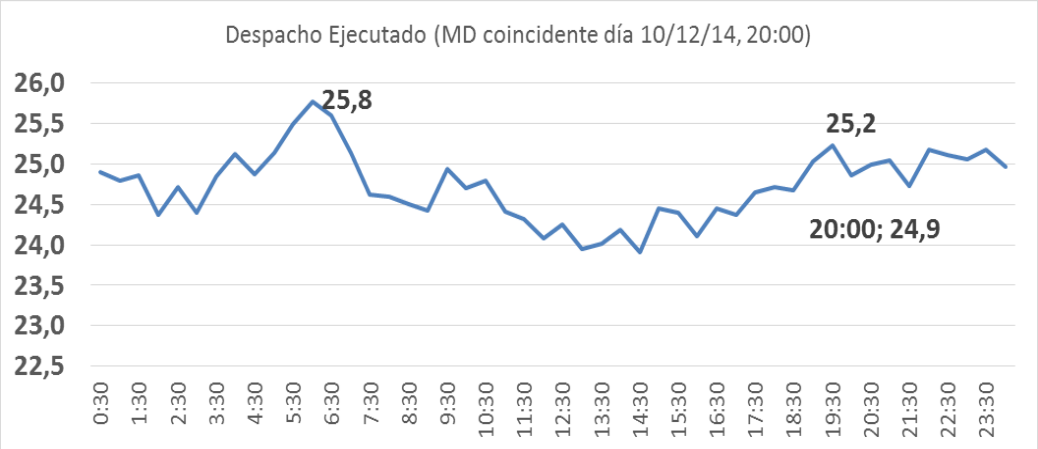
2.4. CONSIDERAR LA GENERACIÓN EN LA SET OQUENDO IGUAL A 24,9 MW, DE ACUERDO A LO REGISTRADO EN LOS DESPACHOS DEL COES

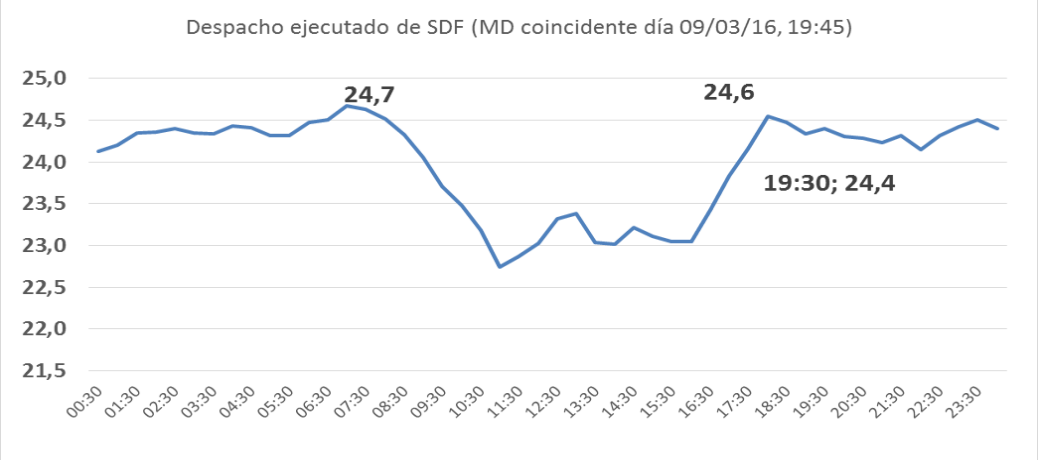
2.4.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

ENEL indica que el dato de generación en la SET Oquendo considerado por Osinergmin de aproximadamente 32 MW en el archivo de simulación "BD SEIN-GART AD 06", es mayor al despacho real de 24,9 MW, de acuerdo a los registros del COES.



Indica que, en el año 2014, se registró una potencia de 24,9 MW coincidente con el Sistema; asimismo, señala que se puede verificar que al año 2016 dicho despacho fue de 24,4 MW, tal como se aprecia en las siguientes figuras, correspondientes a los despachos del COES.





Por lo tanto, ENEL solicita a Osinergmin, considerar una generación en la SET Oquendo igual a 24,9 MW, de acuerdo a lo registrado en los despachos del COES.

2.4.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Se ha revisado lo señalado por ENEL, y efectivamente después de validar la información del COES, se verifica que la generación en la SET Oquendo es menor a la publicada (32 MW) en el cálculo de los Factores de Pérdidas del Área de Demanda 6.

En ese sentido, corresponde realizar la corrección de los archivos "Área 06_BD SEIN-GRT.pfd" y "F_500_FactPerd_Area06.xls", considerando, para la generación en la SET Oquendo, los valores registrados en el despacho del COES para el año base 2014.

Al respecto, se considera 25,9 MW para el día de máxima demanda coincidente con el SEIN (12/11/2014) y 24,9 MW para al día de máxima demanda coincidente con el sistema (10/12/2014), conforme indicó ENEL.

Por otro lado, de la revisión efectuada al archivo "F_500_FactPerd_Area06.xls", se verifica que en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" hay un error tipográfico en la descripción del código de nivel de tensión de las centrales Oquendo y Chancay, dado que se les asignó el código de "DAT_B" y "DAT_A", respectivamente; debiendo asignarle los códigos "DAT B" y "DAT A", respectivamente. Por lo tanto, se corrige lo señalado en el mencionado archivo.

2.4.3. CONCLUSIÓN

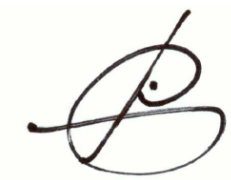
Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

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 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 algunos extremos del recurso de reconsideración, deberán ser consignadas en resolución complementaria.



Firmado por: MENDOZA GACON Jaime Raul (FAU20376082114)
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente División de Generación y Transmisión
Fecha: 2017.06.05 19:08:22

/rqe

/lch/vhp