

Omar Cobarrubias Figueroa

Asunto: RV: Estimados les reenvío el correo saludos rubyReenv: Comentarios a propuestas de nuevos Procedimientos Técnicos del COES N° 09, 10, 12 y 43

Datos adjuntos: Comentarios-PR-09-ENGIE.pdf; Comentarios-PR-10-ENGIE.pdf; Comentarios-PR-12-ENGIE.pdf; Comentarios-PR-43-ENGIE.pdf; image001.jpg; image002.jpg; image003.jpg

De: Pedro Solís <Pedro.SOLIS@pe.engie.com>

Fecha: 28/06/2016 5:53 PM (GMT-05:00)

A: PRCOES <PRCOES@osinergmin.gob.pe>

CC: Carmen Ruby Gushiken Teruya <rgushiken@osinergmin.gob.pe>, Raul Bastidas <Raul.Bastidas@pe.engie.com>, Gilda Spallarossa <Gilda.Spallarossa@pe.engie.com>, Maleka Carrasco <Maleka.CARRASCO@pe.engie.com>, Ramiro Tapia <Ramiro.Tapia@pe.engie.com>, Micke Salinas <Micke.Salinas@pe.engie.com>, Vladimir Sanchez <Vladimir.Sanchez@pe.engie.com>, Armando Palma <Armando.Palma@pe.engie.com>, Daniel Morvely <Daniel.Morvely@pe.engie.com>

Asunto: Comentarios a propuestas de nuevos Procedimientos Técnicos del COES N° 09, 10, 12 y 43

Estimada Sra. Gushiken, buen día.

Adjunto envío los comentarios de ENGIE Energía Perú S.A. (archivos adjuntos) a los proyectos de resolución que aprueban las propuestas de los nuevos Procedimientos Técnicos del COES siguientes:

- Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN",
- Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Valorización de las Transferencias de Energía Activa",
- Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN"
- Procedimiento Técnico del COES N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"

Quedamos a la espera de su confirmación de recepción y a su disposición para cualquier consulta.

Un cordial saludo,

Pedro Solís
ENGIE Energía Perú S.A.
pedro.solis@pe.engie.com
P +51 616 7553
M +51 987 527 243



engie-energia.pe
Av. República de Panamá 3490
San Isidro
Lima

Please consider the environment before printing this document.



Empresa		ENGIE Energía Perú S.A.	
Proyecto		Procedimiento Técnico COES PR-43 " Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"	
Comentarios y Observaciones			
N°	Respecto al Numeral-Ítem-Literal	Comentario/Observación	Sustento
01	Numeral 4.2	<p>Se solicita incluir el numeral 4.2.15:</p> <p><u>"4.2.15 Probar los automatismos de transferencia de carga que permiten la conexión o desconexión de los bloques de carga involucrados en la importación, cada vez que se conecte una nueva instalación o se cambie la configuración en las subestaciones involucradas, de tal manera que los automatismos se mantengan operativos en todo momento."</u></p>	<p>Nuestra solicitud de inclusión de una responsabilidad adicional al Transmisor bajo el Procedimiento Técnico, está acorde a las obligaciones asumidas por los Transmisores en sus contratos de concesión. A manera de ejemplo, Red de Energía del Perú S.A., de acuerdo a la Adenda N° 2 de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR", está obligada a mantener operativos los automatismos de transferencia de carga instalados en las subestaciones Zorritos, Talara y Piura Oeste para la operación de la interconexión Perú-Ecuador.</p>
02	Numeral 6.1	<p>Se solicita modificar el segundo párrafo del numeral 6.1 de la siguiente manera:</p> <p>"(...) Dichos estudios analizarán las medidas a ser adoptadas en el SEIN que sean necesarias para cumplir los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa nacional y serán publicados, conjuntamente con la información que lo sustenta, en la página web del COES para su aplicación. (...)"</p>	<p>Al respecto, solicitamos precisar que los estudios, así como la información que sustenta los mismos, deben ser públicos. Ello, toda vez que los Agentes interesados en firmar acuerdos para efectuar intercambios de energía requieren tener acceso a los mismos para así definir sus propuestas.</p>
03	Numeral 6.2	<p>Se solicita modificar el segundo párrafo del numeral 6.2 de la siguiente manera:</p> <p>"(...) Los excedentes de potencia y energía serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o para mantener la seguridad del suministro de dicha demanda, <u>considerando las restricciones de la red de transmisión que se puedan presentar.</u> (...)"</p>	<p>Se solicita precisar que en la determinación de los excedentes de potencia y energía se considerará todo elemento del SEIN que pueda restringir la magnitud de dichos excedentes; tales como, las restricciones de capacidad del sistema de transmisión que se pueden presentar en el área norte, que son las que permiten y determinan finalmente la magnitud a exportar.</p>

04	<p>Numeral 7.4</p>	<p>Se solicita modificar el primer y el segundo párrafo del numeral 7.4 de la siguiente manera:</p> <p>“(…) El Agente Autorizado/Habilitado nacional podrá solicitar de manera anticipada la interrupción del intercambio programado o en ejecución, o podrá solicitar <u>reducir/ampliar</u> la duración del intercambio o los bloques de carga considerados en dicha operación.</p> <p><i>La solicitud de cambio deberá ser realizada por el Agente Autorizado/Habilitado nacional con una anticipación mínima de tres (3) dos (2) horas previas a su ejecución, lapso de tiempo en el que el COES podrá aceptar o rechazar dicha solicitud, lo cual será oficializado mediante la emisión de un RDO.</i></p> <p>(…)”</p>	<p>Nuestra solicitud de precisión en el primer párrafo está destinada a dotar de mayor flexibilidad a la actuación del Agente Autorizado y así como se ha previsto que pueda reducir la duración del intercambio, proponemos que también pueda ser ampliada la duración del mismo.</p> <p>Por otro lado, respecto de la evaluación de la solicitud del agente Autorizado/Habilitado de una variación en la magnitud o periodo del intercambio programado solicitamos se reduzca el tiempo de anticipación con que se debe remitir la comunicación a 2 horas. Ello de conformidad con el numeral 6.4.1 ítem b) del Procedimiento Técnico N°06 “Reprogramación le la Operación Diaria”, en virtud del cual el COES debe emitir un RDO para la realización del cambio -dado que esta es una causal de reprogramación-, y el plazo establecido para la publicación del RDO es de 120 minutos.</p>
05	<p>Numeral 8.1.4</p>	<p>Se solicita modificar el numeral 8.1.4 de la siguiente manera:</p> <p>“8.1.4 En caso de solicitudes de cambio a las que se refiere el numeral 7.4. se determinarán las Unidades de Generación y los periodos de operación atribuibles a los cambios en los intercambios programados, aun cuando estos que no se hayan efectuado.”</p>	<p>Solicitamos se precise el numeral 8.1.4 debido a que sólo se debe identificar las operaciones atribuibles a los intercambios solicitados en el numeral 7.4 que no se hayan efectuado, dado que aquellos que si se efectuaron serán reconocidos según el numeral 9.2 “Determinación y liquidación de costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad “del Proyecto de Procedimiento Técnico.</p>
06	<p>Numeral 8.2</p>	<p>Se solicita modificar el numeral 8.2, de la siguiente manera:</p> <p>“(…) Para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo no se tomará en cuenta la demanda asociada a <u>la exportación</u> los intercambios ni sus efectos en las pérdidas del SEIN.</p> <p>(…) Para el caso de importación, la energía importada no se tomará en cuenta para determinar el costo marginal del sistema. <u>En este caso, para determinar el costo marginal del sistema la demanda suministrada con la energía importada será considerará conectada al SEIN.</u></p>	<p>El propósito de las precisiones efectuadas al numeral 8.2 es detallar con mayor claridad cómo se determinarán los costos marginales de corto plazo para los casos de exportación e importación de energía. De tal manera que, se garantice que los Agentes que no intervienen en los intercambios de electricidad no tengan impactos por la ejecución de los mismos. Además, dado que las Indisponibilidades de instalaciones de transmisión que generen el seccionamiento de un Área del SEIN, desde donde se alimenta la demanda asociada a la importación, se facilita a consecuencia de los Intercambios de Electricidad, sugerimos que no tenga efectos en la determinación de los costos</p>

		<p><i>En el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de los Intercambios de Electricidad, el Área Operativa seccionada se considerará como conectada al SEIN para efectos del cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo.</i></p> <p><i>De otro lado, en el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de Indisponibilidades, el Área Operativa seccionada no se considerará como conectada al SEIN para efectos del referido cálculo.</i></p> <p><u>De presentarse indisponibilidad de la línea de transmisión que conecta el área seccionada con el SEIN, que coincida con el periodo de Intercambios de Electricidad, el área seccionada se considerara como conectada al SEIN."</u></p>	<p>marginales de corto plazo, caso contrario pueden generarse innecesariamente costos marginales equivalentes al costo de racionamiento en el Área Operativa seccionada.</p>
07	<p>Numeral 9.2.3</p>	<p>Se solicita modificar el numeral 9.2.3, de la siguiente manera:</p> <p>"(...)</p> <p><i>En caso se verifiquen costos de operación de la Unidades de Generación del sistema <u>que aportaron a la exportación, no cubiertos mediante las liquidaciones referidas en el numeral 9.2.2 precedente, dichos costos no cubiertos deberán ser asumidos por el los Agentes Autorizados/Habilitados nacionales que realicen la exportación hasta un límite equivalente sólo a la energía exportada."</u></i></p>	<p>Las precisiones incluidas en el numeral 9.2.3 tienen por finalidad prever que puede ocurrir que más de un Agente Autorizado esté realizando intercambios de manera paralela. Así pues, en el numeral en cuestión, debe contemplarse que de verificarse que los costos no cubiertos en las liquidaciones, éstos deberán ser reconocidos por todos aquellos que participaron del intercambio.</p> <p>Asimismo, se debe precisar que los costos operativos de Unidades de Generación no cubiertos por la liquidación establecida en el numeral 9.2.2, serán cubiertos por el Agente Autorizado, en este caso sólo a las Unidades de Generación que aportaron a la exportación, sólo hasta la generación que se utilizó para exportar. Esto con el fin de no trasladar costos operativos que no fueron requeridos para la exportación.</p>
08	<p>Numeral 9.3.1 ítem (i)</p>	<p>Se solicita precisar el ítem (i) del numeral 9.3.1 de la siguiente manera:</p> <p><i>"(i) El Usuario Libre o Distribuidor Agente Autorizado/Habilitado nacional importador debe asumir la demanda asociada a la importación coincidente con el Intervalo de Punta del Mes multiplicado por el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin."</i></p>	<p>Solicitamos se precise que el literal (i) del numeral 9.3.1 está referido al caso en el que el agente importador es un cliente libre o un distribuidor y no a todos los Agentes Autorizados/Habilitados. Lo anterior, debido a que la demanda que se importe en este caso es para atender su propia demanda; y, por lo tanto, debe estar afecta al pago del peaje por conexión como cualquier cliente.</p>

			<p>Por otro lado, cuando el agente importador sea un generador, la energía importada ingresa al SEIN solo con el fin de ser comercializada en el SPOT del COES y no para atender la demanda de contratos con Usuarios Libres o con Distribuidores.</p>
09	<p>Numeral 9.3.1 Ítem (ii)</p>	<p>Se solicita modificar el ítem (ii) del numeral 9.3.1 de la siguiente manera:</p> <p><i>“El Agente Autorizado/Habilitado nacional exportador debe determinar la recaudación del peaje considerando como demanda la Máxima Demanda Mensual exportada multiplicada por el cociente resultante de dividir el número de días horas en los que se realizó exportación y el número de días horas del mes respectivo.”</i></p>	<p>Al respecto, observamos que, para los clientes libres o regulados del Perú, actualmente el pago del peaje se realiza con la demanda en MW que tomó el día y hora de máxima demanda del SEIN. En otras palabras, si en este horario y fecha de máxima demanda del SEIN el cliente no tomo carga, no pago nada por el peaje. Sin embargo, esto no se aplica para el Agente exportador según el proyecto de procedimiento PR-43, ya que solo se toma en cuenta la máxima demanda exportada en el mes, el número de días exportados y los días del mes. Por lo tanto, sugerimos que se considere para el cálculo de pago las horas que se exporto durante el mes.</p>