

Alberto Martin Ruiz Barrios

Asunto: RV: Comentarios al PR-22
Datos adjuntos: Comentarios-ENGIE-PR22.pdf

De: Pedro.Solis@engie.com [<mailto:Pedro.Solis@engie.com>]

Enviado el: jueves, 15 de agosto de 2019 17:23

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

CC: Raul.Bastidas@engie.com; Micke.Salinas@engie.com; Alberto.Salinas@engie.com

Asunto: Comentarios al PR-22

Estimada Sra. Gushiken,

Adjunto enviamos los comentarios de Engie Energía Perú a la propuesta del nuevo procedimiento PR-22.

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

Un cordial saludo,

Pedro Solís

División Comercial
ENGIE Energía Perú S.A.
pedro.solis@engie.com
P +51 616 7553



engie-energia.pe

Av. República de Panamá 3490
San Isidro - Lima

Considera el cuidado del medio ambiente antes de imprimir este documento.

Síguenos como ENGIE Perú en:



ENGIE Mail Disclaimer: <http://www.engie.com/disclaimer/>





Lima, 15 de agosto de 2019

Señor
Daniel Schmerler Vainstein
**Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN**
Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar
Presente. -

ASUNTO: Comentarios al proyecto de resolución que aprueba el nuevo
Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para
Regulación Secundaria de Frecuencia" (PR-22)

CARTA N° : ENG/724-2019

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted con relación a la publicación del proyecto de resolución mediante el cual se aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (PR-22), publicado en el Diario Oficial El Peruano el 26 de julio de 2019, a fin de que los interesados formulen sus sugerencias y observaciones.

En este sentido, adjuntamos como anexo a la presente carta, nuestros comentarios al proyecto y la información de sustento, a efectos de que sean tomados en consideración.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,

Daniel Cámac Gutiérrez
Vicepresidente de Comercial

Vincent Vanderstockt
Vicepresidente de Desarrollo



ANEXO

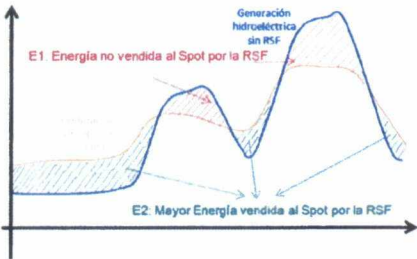
Empresa		ENGIE Energía Perú S.A.	
Proyecto		Proyecto de resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (“Proyecto”)	
Comentarios y Observaciones			
N°	Respecto al Numeral-Ítem-Literal	Comentario/Observación	Sustento
01	Numeral 6	Se solicita adicionar el siguiente numeral al Proyecto: <u>6.6 Cuando se presente congestión en los enlaces que conectan dos áreas del SEIN, el AGC buscará una URS en cada una de las áreas para asignarles el servicio de RSF.</u>	Se debe definir cómo va a operar el AGC cuando en el SEIN se presenten congestiones en enlaces que conecten dos áreas operativas (por ejemplo, los enlaces centro-sur). Cabe precisar que, ante situaciones de congestión, la RSF en el área que se congestiona (por ejemplo, el área sur) será limitada si es que las URS solo se encuentren en el área no congestionada (por ejemplo, en el área centro), ya que no podrá atender variaciones de frecuencia originados ante eventos en el área congestionada por el límite de transmisión de los enlaces.
02	Numeral 7.1.3 literal d)	Se solicita adicionar la siguiente disposición complementaria para cumplir con el literal d) del numeral 7.1.3: <i>“7.1.3 Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos: (...) d. Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min-y. En en el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas superiores a 16 MW/min.”</i>	Se sugiere esta modificación para que se establezca claramente que las centrales de ciclo combinado deben cumplir solo con el requisito de tomas de carga y descarga superiores a 16 MW/min.
03	Numeral 7.1.4	Se solicita eliminar el numeral 7.1.4: <i>“7.1.4 La URS deberá declarar una Banda de potencia mínima por unidad de generación, con valores iguales o mayores a 6 MW para subir generación y valores iguales o mayores a 6MW para bajar generación.”</i>	El Proyecto debe considerar que una mayor cantidad de URS calificadas ayuda a tener un mercado de RSF más competitivo y con menos restricciones de disponibilidad para la asignación de RSF en el PDO; por lo cual no se deberían contemplar requisitos que, sin contar con el sustento técnico correspondiente, limiten el tamaño de las centrales que potencialmente pueden brindar este servicio de RSF. En ese sentido, la exigencia debe limitarse al cumplimiento de lo indicado en el Anexo VII “Pruebas de

			Calificación de las URS" establecido en el Proyecto. Adicionalmente, debemos indicar que existen otros mercados en los que las ofertas para la provisión de la RSF son menores que el límite que se impondría con el Proyecto, como se puede ver en el siguiente ejemplo: <table><tr><th>Sistema</th><th>Oferta mínima</th></tr><tr><td>Gran Bretaña¹</td><td>1 MW</td></tr><tr><td>Alemania²</td><td>1 MW</td></tr></table>	Sistema	Oferta mínima	Gran Bretaña ¹	1 MW	Alemania ²	1 MW
Sistema	Oferta mínima								
Gran Bretaña ¹	1 MW								
Alemania ²	1 MW								
04	ANEXO IV numeral 1.4	Se solicita modificar el numeral de la siguiente manera: "1.4 Cada Participante i, ie, is efectuará un pago mensual por RSF conforme a las siguientes fórmulas: $PRSi = \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{Ng} R_{g,d}} \right) \right)$ $PRSie = (\%RER_e/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{V_{ie,d}}{\sum_{ge}^{Nge} V_{ge,d}} \right) \right)$ $PRSi_s = (\%RER_s/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{V_{is,d}}{\sum_{gs}^{Ngs} V_{gs,d}} \right) \right)$ $PRSi = (1 - (\%RER_s + \%RER_e)/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{i,d}}{\sum_g^{Ng} G_{g,d}} \right) \right)$ $CRSF_d = \sum_u^U (CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d})$ Donde: i : Participante i (generador o gran usuario libre o distribuidor que atiende su demanda libre) ie : Participante RER eólico i is : Participante RER solar i D : número de días del mes U : Número total de URS Ng, Nge, Ngs : Número total de Participantes i, ie, is $PRSi, PRSie, PRSi_s$: Pago mensual del Participante i, ie, is por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia	Consideramos que si se aprueba el Proyecto bajo los términos en los que ha sido pre-publicado, se modificaría la actual forma del reparto del costo de RSF (sin el sustento técnico que justifique este cambio) y se asignaría en función de los retiros de los generadores perjudicando a las centrales cuyo desempeño tiene una mayor certeza y beneficiando a aquellas cuya variabilidad genera un mayor costo de este servicio. Asimismo, el costo del servicio de RSF debe ser asumido por aquellos responsables de su incremento en la misma proporción que estos lo han originado. Por lo anterior, de no considerar la sugerencia antes descrita, por lo menos se debe mantener el criterio actual de reparto en función a las inyecciones (o producción) de energía contenido en el PR-22 vigente.						

¹ Portal web del operador del Sistema: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>

² Portal web del operador del sistema: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr?technical-requirements>

		<i>AR_{u,d}</i> : Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d <i>PRNS_{u,d}</i> : Pago por Reserva No Suministrada de la URS u en el día d <i>CA_{u,d}</i> : Derecho de cobro por CA de la URS u en el día d, establecido en el numeral 11.6 del presente Procedimiento <i>CRSF_d</i> : Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d <i>G,R_{i,d}</i> : Producción de energía del Participante i No RER en el día d o Retiro del Gran Usuario Libre o del Distribuidor i en el día d <i>V_{i,d}</i> : Variación diaria de la producción de energía del Participante i en el día d respecto de lo programado en el PDO <i>Vis_d</i> : Variación diaria de la producción de energía del Participante is en el día d respecto de lo programado en el PDO <i>G,R_{g,d}</i> : Producción de energía del Participante g No RER en el día d o Retiro del Gran Usuario Libre o del Distribuidor g en el día d <i>V_{g,d}</i> : Variación diaria de la producción de energía del Participante ge en el día d respecto de lo programado en el PDO <i>V_{gs,d}</i> : Variación diaria de la producción de energía del Participante gs en el día d respecto de lo programado en el PDO <i>R_{i,d}</i> : Retiro del Participante i en el día d <i>R_{g,d}</i> : Retiro del Participante g en el día d <i>%RER_e</i> : Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo eólico en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento. <i>%RER_s</i> : Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo solar en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento <i>CO_{u,d}</i> : Costo de Oportunidad de la URS u en el día d"	
05	ANEXO IV numeral 2.1	Se debe agregar al numeral 2.1 del anexo IV el siguiente párrafo final: "2.1 COSTO DE OPORTUNIDAD: (...) <u>Para el cálculo del costo de oportunidad de las centrales hidráulicas se considerará los periodos en los cuales la generación de la URS con RSF es mayor al despacho de la URS sin RSF.</u>	La determinación del pago por RSF respecto del costo de oportunidad, en los términos propuestos por el Proyecto genera ineficiencias al otorgar beneficios adicionales (dobles) a las URS hidroeléctricas. El cálculo del costo de oportunidad propuesto realiza la diferencia entre los despachos de generación con y sin reserva para la RSF considerando solo los periodos del día en los que la generación del despacho con RSF sea menor a la generación del despacho sin RSF (que corresponde al perjuicio recibido por proveer la RSF). Los demás periodos no deben ser considerados, es decir, aquellos en los que la generación de la URS del despacho con RSF sea mayor a la generación de la URS del despacho sin URS (que corresponde al beneficio obtenido por proveer la RSF). Para las hidroeléctricas, este beneficio se debe a que el agua no utilizada en un determinado

			periodo por proveer la RSF es utilizada en otro periodo del día, generando más respecto de lo que hubieran generado sin asignación de RSF en dicho periodo. El doble beneficio producto de la modulación del uso de agua puede observarse en el siguiente gráfico:  Cabe mencionar que el costo de oportunidad vigente es calculado de la siguiente manera: $\text{Costo de oportunidad} = E1 \times CMg$ Sin embargo, por lo antes mencionado, lo correcto sería lo siguiente: $\text{Costo de oportunidad} = E1 \times CMg - E2 \times CMg$
06	ANEXO II numeral 2.5	Se solicita modificar el numeral de la siguiente manera: <i>"2.5 Se procede de igual manera a los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 respecto a las desviaciones para el caso de la generación con RER del tipo no gestionable y de manera individual por tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), determinándose la magnitud de Reserva correspondiente para cada tipo de generación. <u>Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.</u>"</i>	Esta modificación se sugiere para estar en línea con lo propuesto en el comentario 4.