



Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional

Firmado digitalmente por RUIZ
8489025 Alberto Martin FAU
20376082114 hard
Fecha: 2019.10.25 17:08:28
02107

San Isidro, 24 de octubre de 2019

COES/D-1089-2019

Ingeniero

Jaime Mendoza Gacón

Gerencia de Regulación de Tarifas

OSINERGMIN

Presente.-



Asunto: **OPINIÓN DEL COES A LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE LOS AGENTES A LA PUBLICACIÓN DE OSINERGMIN DEL PROYECTO DE PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 22 "RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA"**

Ref.: (1) Oficio N° 802-2019-GRT recibido el 28.08.2019
(2) Oficio N° 971-2019-GRT recibido el 26.09.2019

De mi consideración:

En cumplimiento de lo acordado por el Directorio en su Sesión 543 del 23.10.2019, remitimos a su Despacho el informe correspondiente a la opinión del COES sobre los comentarios y/o sugerencias al proyecto de Procedimiento indicados en el asunto solicitado con su oficio de la referencia (1), y dentro del plazo establecido en su oficio de la referencia (2).

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo 1: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES; sobre la Opinión del COES a los comentarios y/o sugerencias realizadas a la publicación de Osinergmin del Proyecto de Procedimiento Técnico N° 22 "Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia".

Anexo 2: Informe Técnico COES D/DO/SEV-INF-117-2019: Opinión del COES a los comentarios y/o sugerencias de los Agentes a la publicación de OSINERGMIN del Proyecto de Procedimiento Técnico N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia".

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES



Adj.: Lo indicado.

C.c.: P, DO, STR, SPR, OPT, DJR.

ANEXO 1

**SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

SESIÓN DE DIRECTORIO N° 543 DEL 23 DE OCTUBRE DE 2019

**O.D. 6 OPINIÓN DEL COES RESPECTO A LOS COMENTARIOS Y/O
SUGERENCIAS REALIZADOS A LA PUBLICACIÓN DE OSINERGMIN DEL
PROYECTO DE PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 22 “RESERVA ROTANTE
PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”**

ACORDÓ:

1. Autorizar a la Dirección Ejecutiva a remitir al OSINERGMIN la opinión del COES respecto a los comentarios y/o sugerencias realizados al proyecto de Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, publicado el 26.07.2019, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 132-2019-OS/CD, conforme se detalla en el Anexo A del Informe COES/D-1073-2019.
2. Dispensar del trámite de suscripción de acta el acuerdo adoptado en la presente O.D.6.



ANEXO 2

	INFORME COES/D/DO/SEV-INF-117 2019 OPINIÓN DEL COES	SUBDIRECCIÓN DE EVALUACION 17.10.2019
---	---	---

Opinión del COES a los comentarios y/o sugerencias de los Agentes a la publicación de OSINERGMIN del Proyecto de Procedimiento Técnico N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”

Contenido

1. Opinión general del COES.....	2
2. Empresa: Fénix Power Perú.....	3
3. Empresa: Kallpa Generación Perú	8
4. Empresa: ENGIE	15
5. Empresa: ELECTROPERU	21
6. Empresa: EMGHUANZA	32
7. Empresa: CELEPSA	35
8. Empresa: ENEL GENERACIÓN PERÚ / ENEL GREEN POWER.....	39
9. ANEXO.....	58



1. Opinión general del COES

La publicación del proyecto de procedimiento PR-22 por parte de OSINERGMIN no consideró tres de las propuestas fundamentales de modificación planteadas por el COES:

- La eliminación del mecanismo de Provisión Base
- La eliminación del Costo de Oportunidad y su inclusión en la oferta del servicio de regulación secundaria de frecuencia.
- El pago del servicio de regulación secundaria de frecuencia de manera diferenciada entre los generadores con suministros de energía y las centrales con generación no gestionable.

Debemos precisar que, varios de los comentarios y observaciones de los Agentes tratan sobre los tres temas antes mencionados. Dichas observaciones en su mayoría son concordantes con las propuestas del COES y en otros casos identifican problemas en el procedimiento vigente los cuales serían resueltos con nuestras propuestas.

En este sentido el COES reafirma sus propuestas. No obstante, y, en caso OSINERGMIN mantenga su postura respecto a nuestras propuestas rechazadas, con la finalidad de viabilizar la aplicación del procedimiento PR-22, en el Anexo adjunto se sugiere los ajustes necesarios para dicho cometido. Esta versión de procedimiento contiene modificaciones de forma, redacción y concordancia en general, conforme a los aspectos que motivan la modificación del PR-22 por parte de OSINERGMIN según su Informe Técnico N° 353-2019-GRT¹.

Cabe resaltar los principales conceptos definidos por el COES en el Anexo y su respectiva motivación:

- Periodo de Provisión Base de seis (06) meses: Dado que hemos evidenciado inconsistencias en la Prepublicación de Osinergmin respecto a los tiempos de duración de la Provisión Base (en algunos numerales establece un tiempo fijo de tres (03) años y en otros numerales establece un rango de tiempo de uno (01) a tres (03) años), proponemos que dicho tiempo sea consistente con los periodos de avenida y estiaje dada las diferentes tecnologías que actualmente poseen las URS.



¹ Informe técnico de OSINERGMIN que sustenta la propuesta de modificación del procedimiento técnico N° 22

- Nuevo Anexo VIII: Se incorpora el Anexo VIII del PR-22 con las reglas de asignación de la Provisión Base que se encuentran en los “Lineamientos para la asignación de la Provisión Base para regulación secundaria de frecuencia”², y las reglas adicionales establecidas en la última subasta realizada el pasado 26 de julio del 2019. Con esto se propone que el proceso de subasta se realice de forma más ágil a través de un sistema automatizado en el interior del COES, tal como se realiza el proceso del Mercado de Ajuste, así la asignación de Provisión Base será concordante con los plazos de los programas semanales y diarios.
Con la incorporación de este Anexo VIII del PR-22 se dejaría sin efecto la necesidad de los Lineamientos vigentes.
- Incorporación del contenido de la Resolución OSINERGMIN N° 141-2016-OS/CD: Dado que, en la Prepublicación, Osinergmin mantiene la redacción del PR-22 vigente y esta resolución fue emitida por OSINERGMIN para este procedimiento, consideramos conveniente precisar en el numeral 9.2 del PR-22 la compatibilidad con el esquema de mínimo costo de la operación previsto en la Ley N° 28832 lo cual es parte de la aclaración realizada por la Resolución OSINERGMIN.
- Modificación del tiempo de la base histórica a considerarse para la realización del Informe anual (Anexo II): En atención a la observación de Enel Generación Perú, se propone modificar el tiempo de base histórica considerando los últimos doce (12) meses para determinar la magnitud de reserva total requerida para la RSF. Lo propuesto permitirá tener información actualizada de las desviaciones de las RER de tipo no gestionable al momento de realizar el estudio mencionado. Asimismo, consideramos conveniente aclarar en la redacción que la magnitud de reserva para regulación secundaria pueda ser determinada para periodos específicos, por ejemplo, por bloques horarios u otros.

2. Empresa: Fénix Power Perú

Observación 1:

Comentario/Observación Numeral 2.1 del Anexo IV

² “Lineamientos para la asignación de la Provisión Base para Regulación Secundaria de Frecuencia” emitidos por OSINERGMIN mediante Resolución N° 026-2016-OS/CD

Se sugiere a OSINERGMIN proponer un nuevo esquema para el cálculo de liquidación de Costo de Oportunidad que resulte más equitativo para las URS tanto térmicas como hidráulicas, o en su defecto, eliminar el Costo de Oportunidad e internalizarlo en el precio de oferta de reserva.

Sustento del Agente

De acuerdo con lo expuesto en la observación N° 8 del Anexo A del Informe N° 353-2019-GRT de OSINERGMIN, se evidencia que el reconocimiento del Costo de Oportunidad resulta más beneficioso para las URS hidráulicas debido a que su disponibilidad hídrica no se pierde al realizar reserva secundaria, sino que se puede trasladar a otros periodos de generación, a diferencia de las URS térmicas que están sujetos a pagos Take or Pay, tiempos límites de recuperación de diferidos de suministro de combustible y costos fijos por pago de transporte y distribución, los cuales no son retribuidos en su totalidad por el costo de oportunidad y de alguna manera obliga a las URS térmicas a reflejarlo en su precio de oferta de RSF.

En ese sentido, dado que las URS hidráulicas obtienen sus mayores ingresos a través del Costo de Oportunidad, estas ofertan precios de RSF igual a cero poniendo en una situación de desventaja a las URS térmicas al momento de competir por la asignación de RSF.

Por lo tanto, debería buscarse una mejora del cálculo que resulte más equitativo el reconocimiento tanto para las URS térmicas como hidráulicas o en su defecto, eliminar el Costo de Oportunidad e internalizarlo en el precio de oferta de reserva

Por lo tanto, debería buscarse una mejora del cálculo que resulte más equitativo el reconocimiento tanto para las URS térmicas como hidráulicas o en su defecto, eliminar el Costo de Oportunidad e internalizarlo en el precio de oferta de reserva.

Opinión COES:

Consideramos que los problemas identificados por el Agente se resuelven incluyendo dentro de la oferta del servicio todos los costos que impliquen la prestación de este. En ese sentido, se sugiere eliminar el concepto de Costo de Oportunidad según lo sustentado por COES en la respuesta a la Observación N° 8 del Informe Técnico N° 353-2019-GRT.

Observación 2:

Comentario/Observación

Numeral 7.1.8

Dice:

Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN

Debe decir:

7.1.8 Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) ~~45 MW~~ 12 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN

Sustento del Agente

De acuerdo con lo expuesto en la observación N° 4 del Anexo A del Informe N° 353-2019-GRT de OSINERGMIN, la subsanación del COES indica que el valor umbral de exigencia es determinado como el menor valor entre las bandas promedio de las Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas, a fin de que se asegure que cualquier central de generación que eventualmente se convierta en una URS calificada, cuente con regulación de propia.

No obstante, considerar el promedio de las bandas disponibles de generación exime a centrales menores a 45 MW de tener regulación propia, por lo que no iría en línea con el objetivo mencionado por COES de asegurar que cualquier central de generación que se convierta en URS cuente con regulación propia. Por ello se recomienda considerar como requisito el mínimo entre todas las bandas disponibles, siendo este caso Tumbes-R6 con 12.55 MW.

Opinión COES:

La finalidad de esta exigencia del numeral 7.1.8, es que las URS cuenten con regulación propia local para asumir la RSF en caso el sistema AGC se encuentre indisponible. En esta situación de contingencia, solo una URS podrá realizar la RSF ya que no existirá un control centralizado para controlar más de una URS. En ese sentido, al ser solo una URS la que asuma la RSF de todo el SEIN, esta URS deberá contar con una banda de regulación secundaria apropiada para lograr este objetivo. Por lo tanto, sería innecesario exigir la regulación propia local a una URS con una banda de regulación menor a ± 45 MW, ya que no se podría cumplir el objetivo que se especifica en este numeral.

Observación 3:**Comentario/Observación**

Número 2 del Anexo IV

Dice:

En caso de que, la componente de energía del Costo marginal de corto plazo en el periodo p del día d sea mayor a 300 S/ /MWh, las variables indicadas en (1), (2) y (3) de los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo, serán reemplazadas por el valor de la componente de energía del Costo marginal de corto plazo de la barra de Santa Rosa 220kV del mismo periodo, multiplicado por 24/P. La información de Costos Marginales de corto plazo se refiere a aquellos que fueron establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 7 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo".

Debe decir:

~~En caso de que, la componente de energía del Costo marginal de corto plazo en el periodo p del día d sea mayor a 300 S/ /MWh, las variables indicadas en (1), (2) y (3) de los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo, serán reemplazadas por el valor de la componente de energía del Costo marginal de corto plazo de la barra de Santa~~

~~Rosa 220kV del mismo periodo, multiplicado por 24/P. La información de Costos Marginales de corto plazo se refiere a aquellos que fueron establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 7 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo".~~

Sustento del Agente

No se observa un sustento claro para igualar el precio de liquidación de RSF al valor de la componente de energía del costo marginal, en caso supere los 300 S./MWh. Además, esta condición resulta contradictoria con el numeral 9.7.5 donde se establece que no se superará el precio límite de Oferta aprobado por OSINERGMIN. Sin perjuicio a lo anterior, se entiende que este párrafo se realizó dentro del contexto en que se elimina la liquidación por costo de oportunidad, por lo que no existiría concordancia si no se elimina dicha liquidación.

En ese sentido, sugerimos eliminar este párrafo, o, en caso de eliminarse la liquidación por Costo de Oportunidad, definir un mejor sustento al respecto.

Opinión COES:

El párrafo señalado fue propuesto bajo el supuesto de que eliminaría el Costo de Oportunidad. En ese sentido, dado que el Osinergmin no ha considerado eliminar el Costo de Oportunidad, se sugiere que el referido párrafo debe eliminarse, debido a que ya no existiría necesidad de ningún reemplazo de costo marginal por precio de la reserva asignada, dado que el Costo de Oportunidad contempla las variaciones del costo marginal.

Observación 4:

Comentario/Observación

Numeral Anexo 2.2 IV

Dice:

PRSp,d⁽¹⁾, PRBp,d⁽²⁾ : Mayor Precio de las Ofertas asignadas a subir y a bajar respectivamente en el periodo p, proveniente del Mercado de RSF, multiplicado por 1/(30xP)

Debe decir:

PRSp,d⁽¹⁾, PRBp,d⁽²⁾ : Mayor Precio de las Ofertas asignadas a subir y a bajar respectivamente en el periodo p, proveniente del Mercado de Ajuste RSF multiplicado por 1/(30xP). En caso de asignación por Provisión Base, el precio será el pactado en el acta de compromiso, multiplicado por 1/(30xP).

Sustento del Agente

Se entiende que el término "Mercado de RSF" engloba los términos Provisión Base y Mercado de Ajuste, por lo que se sugiere hacer la diferenciación en la definición de los precios, dependiendo si la asignación de reserva es por Provisión Base o Mercado de Ajuste.

Opinión COES:

En referencia a lo indicado por el Agente, respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Observación 5:**Comentario/Observación**

Numeral 1.4 del Anexo IV

Dice

RERe : 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.

%RERs : 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

Debe decir:

%RERe : Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo eólico en la Magnitud de Reserva Total requerida para RSF ~~Asignación de Reserva~~, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento.

%RERs : Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo solar en la Magnitud de Reserva Total requerida para RSF ~~Asignación de Reserva~~, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento.

Sustento del Agente:

El numeral 2.5 del Anexo II habla sobre la determinación del porcentaje de participación de las RER no gestionables en la magnitud de reserva total requerida para RSF, por lo que se solicita especificar que el porcentaje de participación dentro de la fórmula de liquidación de RSF es respecto a esta magnitud de reserva total.

Opinión COES:

La observación del Agente es referente a un numeral que fue eliminado por Osinergmin mediante Fe de Erratas.

En ese sentido, el COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

3. Empresa: Kallpa Generación Perú

Observación 1:

Comentario:

Según se establece en los numerales 2.2 y 2.5 del Anexo II del Proyecto sobre “Metodología para determinar la Reserva Total requerida para la Regulación Secundaria”, el COES tomará en cuenta: (i) las desviaciones de la demanda real respecto de la demanda programada en el PDO o el reprograma de ser el caso, y (ii) las desviaciones para el caso de la generación eléctrica con recursos energéticos renovables (“RER”), de manera individual por tipo de tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), determinándose la magnitud de la Reserva para cada tipo de generación.

Entonces, la Reserva Total de RSF requerida por el SEIN resulta de la suma de las dos desviaciones antes indicadas, la cual para el año 2019 ha sido calculada en 276MW, según se aprecia en el Informe Técnico N° 353-2019-GRT (en adelante, “el Informe Técnico”) que forma parte del sustento del Proyecto.

Al respecto, debemos señalar que el OSINERGMIN no ha considerado la participación de las centrales de generación RER en la Reserva Total de RSF requerida por el SEIN, aun cuando el COES ha efectuado un análisis detallado sobre dicha realidad y que, sin razón válida, no ha sido aceptada según el OSINERGMIN menciona en el Informe Técnico.

Advertimos que en la ronda de observaciones remitidas por OSINERGMIN al COES respecto del Proyecto, el OSINERGMIN requiere al COES efectuar una evaluación del consumo de la RSF por parte de las centrales RER, y el impacto económico durante la operación en tiempo real. Asimismo, en base a dicha evaluación, OSINERGMIN observó al COES evaluar la incorporación de las centrales RER en las liquidaciones mensuales del servicio de RSF³.

Ante ello, con la finalidad de atender la observación mencionada, el COES ha realizado cálculos individualizados para las eólicas y solares, en base a la metodología establecida en el Anexo II del PR- 22 vigente, para determinar la participación estas tecnologías con relación a las desviaciones de la producción de energía programada respecto de la producción real de generación RER.

³ Informe Técnico N° 353-2019-GRT, pág. 29.

De esta manera, el COES ha identificado que la Reserva total de RSF requerida para cubrir las variaciones de las centrales eólicas y solares para el año 2019 son las siguientes:

Tecnología de generación RER	RSF requerida para el SEIN asociada a la generación RER (MW a subir y a bajar)	% de participación de las centrales RER en comparación con la RSF total requerida para el SEIN
Eólicas	75.32 MW	10.92%
Solares	30.25 MW	27.20%
Eólicas + Solares	89.46 MW	32.30%

Fuente: Informe Técnico.
Elaboración: Propia.

En dicho análisis, el COES ha determinado además que los valores de MW indicados son equivalentes al 10,92% y 27,20% del total de la RSF del SEIN para el año 2019, según se aprecia en el cuadro anterior, y ambas tecnologías suman un valor equivalente de 32.3% del total de RSF requerida para el SEIN para el mismo año.

El COES señala en la absolución de la observación planteada por el OSINERGMIN que

“Parte de la magnitud de RSF calculada anualmente se debe a las desviaciones en la predicción de la generación de las centrales eólicas y centrales solares. Así, a mayor error en la predicción, mayor será la RSF necesaria en el SEIN”⁴.

Lo anterior, tiene relevancia en la medida que, aun cuando debido a la generación RER la Reserva total requerida para RSF requiere de mayor capacidad para amortiguar las desviaciones en el sistema que provengan de dichas tecnologías, los titulares de estas unidades no asumen la parte del costo de la RSF total que ellas mismas requieren del sistema, por lo que resulta necesario que el Proyecto contemple un esquema de compensación idóneo para que, los titulares de las centrales RER asuman de forma proporcional y equitativa dicho costo total respecto de las demás centrales de generación convencional.

Cabe precisar que, actualmente, las centrales de generación RER remuneran parcialmente el costo de la RSF. En efecto, éstas solo asumen el 1.5% del costo de la RSF total; es decir, un porcentaje mucho menor a la magnitud del requerimiento de capacidad que se produce en la Reserva total de RSF como consecuencia de su participación en la generación de electricidad en el sistema, según el COES ha

determinado de su análisis efectuado en el marco de la observación planteada por el OSINERGMIN:

Año	Pago de EOLICAS (S/)	Pago de SOLARES (S/)
2016	459,935.86	113,048.97
2017	1,563,715.48	383,408.82
2018	1,137,311.58	578,481.47
2019	2,691.18	1,572.57

Fuente: Informe Técnico.

Ello es importante tenerse en cuenta, en tanto que, inclusive, está previsto que la participación de las centrales de generación RER en el sistema será incrementada en los siguientes años, debido al ingreso en operación comercial de nuevas centrales de generación eólica y solar, hecho que hace más necesario aun, que el Proyecto regule un esquema de compensación de la RSF en el SEIN, más **proporcional y razonable**.

Con relación a ello, el COES, dando respuesta a la observación del OSINERGMIN señala que:

*“En el cuadro anterior, se visualiza diferencias importantes en los pagos por el servicio de RSF que, **según el análisis realizado estaríamos ante una condición de inequidad en la cobertura del costo del servicio de RSF.** Según el PR-22 vigente las centrales RER no convencionales estarían asumiendo alrededor del 1.5% del costo total del servicio de RSF lo cual es mucho menor al porcentaje con el que participan en la determinación de la reserva total. **En consecuencia, sería apropiado y equitativo, que sean las centrales eólicas y solares las que asuman el costo del servicio de RSF motivados por sus propias desviaciones de predicción,** y los demás participantes del mercado mayorista asumirían el resto del costo total (...).”*

Ante ello, según se aprecia en el Informe Técnico, el COES ha propuesto al OSINERGMIN una propuesta de liquidaciones mensuales del servicio de RSF, considerando el impacto que tienen las actuales centrales RER (eólicas y solares) en la determinación de la magnitud de la RSF. En esa línea, el COES señala que:

*“(…), se debería adaptar el numeral 2.6 del Anexo II del presente procedimiento: “Metodología para determinar la reserva total”, **haciendo hincapié en el cálculo individual de la desviación en la predicción de las centrales RER no gestionables.** Con esta propuesta, el error en la predicción de una tecnología no se verá cubierta o afectada con la predicción de otra (el actual procedimiento considera desviaciones del total de las RER no gestionables de manera unificada)”.*

En atención a lo anterior, consideramos que la respuesta del OSINERGMIN respecto de la absolución de la observación que éste efectúa al COES sobre el particular, **no toma en cuenta la relevancia de la información que el operador del sistema está advirtiendo**, y pretende limitarse en una formalidad de literalidad, contradiciéndose inclusive en lo que el mismo regulador señaló como observación al COES⁵:

"Análisis de Osinergmin"

La observación de Osinergmin estaba dirigida a evaluar el impacto económico en el servicio de RSF a causa de las RER no gestionables; y a partir de ese análisis proponer soluciones técnicas que permitan a las RER no gestionables tener un mejor pronóstico de su generación. Sin embargo, de la evaluación realizada por el COES, se tiene que el principal problema es la predicción o proyección que realizan las RER no gestionables, debido a las variaciones que presentan, por lo que dentro de los procedimientos que el COES proponga para la programación de la operación, debería proponer una metodología para reducir estas variaciones en la proyección de la generación de las RER no convencionales".

Considerando lo expuesto, el OSINERGMIN debe reparar en que la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, establece que las disposiciones que la Administración Pública apruebe, tal y como son las modificaciones de los Procedimientos Técnicos del COES, deberán resguardar la **razonabilidad** de las obligaciones que se impongan a los Administrados, **en proporción** entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar⁶.

En ese marco, no dudamos que el fin público que se tutela mediante la regulación de la Reserva total de RSF es la seguridad del funcionamiento del sistema eléctrico; sin embargo, dicha regulación debe considerar que los costos que implican contar con la RSF para beneficio de todo el sistema deben ser asumidos **de forma proporcional** a la magnitud de capacidad que cada tecnología de generación aporte a la necesidad de requerir la Reserva total de RSF que sea determinada por el COES; es decir, que las centrales RER asuman el costo de la Reserva de RSF que ellas requieren del sistema para controlar sus variaciones y que, de acuerdo con la información del COES, es del 32.3% de la Reserva total de RSF.

En ese sentido, solicitamos al OSINERGMIN contemplar en el Proyecto que las centrales de generación RER asuman parte del costo total del servicio de RSF que, de manera individual por tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), corresponda de forma **directamente proporcional a sus propias desviaciones de predicción**:

⁵ Pág. 33 del Informe Técnico N° 353-2019-GRT.

⁶ **1.4. Principio de razonabilidad.** - Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.



Tecnología de generación RER	% de costo total de RSF que deberían asumir
Eólicas	10.9%
Solares	27.2%
Mareomotriz u otra	En proporción a sus desviaciones

Asimismo, para el caso de los demás Participantes, éstos deberían asumir la parte correspondiente del costo de la RSF en **proporción a su energía generada**, asegurando así que todas las centrales de generación convencionales asuman el costo correspondiente por la RSF.

En línea con ello, sugerimos mantener la redacción inicial contenida en el numeral 2.5 del Anexo II del Proyecto que, de forma errónea, fue modificada mediante Fe de erratas publicada en la Web institucional del OSINERGMIN⁷, por lo que el texto de dicho numeral debería quedar de la siguiente manera:

*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. **Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.***

Opinión COES:

Coincidimos con la observación del Agente, en ese sentido el COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

Observación 2:

Comentario:

Según hemos manifestado en nuestro comentario anterior, el pago por el servicio de RSF de los titulares de las centrales RER en aplicación de la fórmula propuesta en el numeral 1.4 del Anexo IV del Proyecto, de acuerdo con lo señalado en la Fe



⁷ <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-132-2019-OS-CD-FE.pdf>

de erratas publicada en la Web del OSINERGMIN⁸, no resulta proporcional para los Integrantes del COES, en tanto que las tecnologías de generación RER serían responsables de gran porción de la magnitud de RSF total requerida para el SEIN. Por tanto, sugerimos corregir la fórmula propuesta en dicho numeral del Proyecto e indicada mediante el referido Fe de erratas, y reemplazarla por la fórmula que el Proyecto contempló inicialmente en dicho numeral:

1.4 Cada Participante i, ie, is efectuará un pago mensual por RSF conforme a las siguientes fórmulas:

$$PRS_{ie} = (\%RER_e / 100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{ie,d}}{\sum_{ge}^{N_{ge}} G_{ge,d}} \right) \right)$$

$$PRS_{is} = (\%RER_s / 100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{is,d}}{\sum_{gs}^{N_{gs}} G_{gs,d}} \right) \right)$$

$$PRS_i = (1 - (\%RER_e + \%RER_s) / 100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{N_g} R_{g,d}} \right) \right)$$

$$CRSF_d = \sum_u^U ((CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d}))$$

Donde:

i	: Participante i
ie	: RER eólico i
is	: RER solar i
D	: número de días del mes
U	: Número total de URS
Ng, Nge, Ngs	: Número total de Participantes i, ie, is
PRS _i , PRS _{ie} , PRS _{is}	: Pago mensual del Participante i, ie, is por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
AR _{u,d}	: Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d
PRNS _{u,d}	: Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d
CA _{u,d}	: Derecho de cobro por CA de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.6 del presente Procedimiento
CRSF _d	: Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d
G _{ie,d} , G _{is,d}	: Producción de energía del Participante ie, is en el día d
G _{ge,d} , G _{gs,d}	: Producción de energía del Participante ge, gs en el día d
R _{i,d}	: Retiro del Participante i en el día d
R _{g,d}	: Retiro del Participante g en el día d
%RER _e	: 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.
%RER _s	: 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
CO _{u,d}	: Costo de Oportunidad de la URS u en el día d

Opinión COES:

Una de las componentes para la determinación del total de la magnitud de reserva para RSF, son las desviaciones producidas por la Generación Solar y Eólica (producción programada versus la producción real de la generación RER no gestionable). Dicho esto, la proporcionalidad del pago es asignada en proporción a

⁸ ídem.

quien lo origine. Por lo tanto, se sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología

Observación 3:

Comentario:

Sin perjuicio de lo indicado en los comentarios anteriores, debemos advertir que en el supuesto negado que OSINERGMIN considere la fórmula propuesta en el numeral 1.4 del Anexo IV de acuerdo como se consigna en la Fe de erratas del Proyecto, el pago mensual por RSF que realizará cada Integrante el COES se calcularía en función de sus retiros de energía ($R_{i,d}$), según plantea el Proyecto a diferencia de lo que dispone el PR-22 vigente, en el que dicho pago se efectúa en función a la producción de energía ($G_{i,d}$), según se comprueba a continuación⁹:

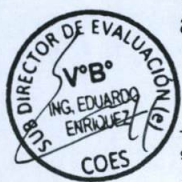
$$PRS_i = \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{N_g} R_{g,d}} \right) \right)$$

$$CRSF_d = \sum_u^U (CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d})$$

Dónde:

i	: Participante i
D	: Número de días del mes
U	: Número total de URS
N_g	: Número total de Participantes i
PRS_i	: Pago mensual del Participante i por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
$AR_{u,d}$	: Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d
$PRNS_{u,d}$	: Pago por Reserva No Suministrada de la URS u en el día d
$CA_{u,d}$	: Derecho de cobro por CA de la URS u en el día d, establecido en el numeral 11.7 del presente Procedimiento
$CRSF_d$	: Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d
$R_{i,d}$	: Retiro del Participante i en el día d
$R_{g,d}$	: Retiro del Participante g en el día d
$CO_{u,d}$	: Costo de Oportunidad de la URS u en el día d

Al respecto, consideramos que dicha disposición se trata de un error material que debe corregirse en la versión final del Proyecto, en tanto que los retiros mensuales de los titulares de generación RER, que además son Integrantes del COES, es igual a cero (0).



⁹ Propuesta contenida en el numeral 1.4 del Anexo IV según la Fe de erratas del Proyecto, publicada en la Web institucional del OSINERGMIN.



Por ende, en caso de mantenerse el criterio previsto en la Fe de erratas del Proyecto referido al pago en función de retiros de energía, los Integrantes del COES señalados en el párrafo anterior no asumirían la proporción que les corresponde de los costos totales por servicio de RSF. Por lo tanto, debe corregirse dicho error.

Opinión COES:

En el supuesto de que OSINERGMIN mantenga su posición de desestimar el pago diferenciado del costo del servicio de RSF, consideramos adecuada la la observación y sustento de Kallpa.

4. Empresa: ENGIE**Observación 1:****Comentario/Observación:**

Numeral 6

Se solicita adicionar el siguiente numeral al Proyecto:

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.

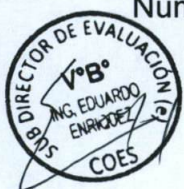
Se debe definir cómo va a operar el AGC cuando en el SEIN se presenten congestiones en enlaces que conecten dos áreas operativas (por ejemplo, los enlaces centro-sur). Cabe precisar que, ante situaciones de congestión, la RSF en el área que se congestiona (por ejemplo, el área sur) será limitada si es 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.

Opinión COES:

Técnicamente, un sistema AGC tiene dos funciones principales: 1) Llevar el error de frecuencia a 0 (cero) y, 2) Controlar los intercambios prefijados en de las interconexiones. En este último caso, es necesario que exista URSs bajo su control en ambas zonas que une la interconexión. En ese sentido, no es función del AGC buscar URS para asignarles la RRSF, existiendo solo la posibilidad de control de intercambios cuando en la asignación conjunta del despacho y reserva resulten asignadas URS en ambos extremos de la línea cuyo flujo se necesite controlar.

Observación 2:**Comentario:**

Numeral 7.1.3 literal d)



Se solicita adicionar la siguiente disposición complementaria para cumplir con el literal d) del numeral 7.1.3:

"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 el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas superiores a 16 MW/min."

Sustento del Agente

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.

Opinión COES:

Estamos de acuerdo con el cambio sugerido, a fin de aclarar el párrafo se considerará lo siguiente:

Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min.

Observación 3:

Comentario:

Numeral 7.1.4

Se solicita eliminar el numeral 7.1.4:

~~*"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."*~~

Sustento del Agente

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:



Sistema	Oferta mínima
Gran Bretaña ¹⁰	1 MW
Alemania ¹¹	1 MW

Opinión COES:

Lo que exigen en estos mercados que ENGIE indica como referencia, es el cambio mínimo de potencia de 1 MW ante las variaciones de frecuencia. Sin embargo, esto no quiere decir que estas unidades solo cuenten con una capacidad generación máxima de 1 MW.

La razón de exigir una capacidad de regulación mínima está relacionada con la experiencia que se ha tenido en la operación de la función LFC (Load Frequency Control), para controlar la mínima variación de potencia de las unidades que regulan la frecuencia.

El valor se sustenta en que el menor valor de cambio de potencia que se envía a cada unidad que está bajo control del AGC deberá ser al menos 0.5 MW. En ese sentido, cuando la variación de frecuencia filtrada tenga una variación de 0.015 Hz (banda muerta), para el sistema que tiene una característica de alrededor de 700 MW/Hz, se deberá mandar como mínimo un cambio de potencia 0.5 MW. Por lo tanto, el número máximo de grupos que podrán recibir este cambio de potencia será igual a $0.015\text{Hz} \times 700\text{MW/Hz} \div 0.5\text{MW} = 21$ unidades de generación y si consideramos la proyección de reserva durante estos últimos años como se muestra en la Tabla 1, podemos obtener la evolución anual de la reserva mínima exigida para cada unidad de generación:

Tabla 1



¹⁰ Portal web del operador del Sistema: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>

¹¹ Portal web del operador del sistema: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr?technical-requirements>



Año	Reserva Secundaria	Numero de Grupos	Margen de Reserva mínima por Grupo
2016	120	21	5.71
2017	130	21	6.19
2018	142	21	6.76
2019	149	21	7.10

De la Tabla 1 se obtiene que el valor promedio del margen de reserva mínimo por grupo es aproximadamente de 6.44 MW, por lo tanto, el valor adecuado para el SEIN es de 6 MW, el cual es equivalente a un margen total de 12 MW por grupo.

Observación 4:

Comentario:

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:

$$\begin{aligned}
 PRS_i &= \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{Ng} R_{g,d}} \right) \right) \\
 PRS_{ie} &= (\%RER_e/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{V_{ie,d}}{\sum_{ge}^{Nge} V_{ge,d}} \right) \right) \\
 PRS_{is} &= (\%RER_s/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{V_{is,d}}{\sum_{gs}^{Ngs} V_{gs,d}} \right) \right) \\
 PRS_i &= (1 - (\%RER_s + \%RER_e)/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{i,d}}{\sum_g^{Ng} G_{g,d}} \right) \right) \\
 CRSF_d &= \sum_u^U (CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d})
 \end{aligned}$$

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, PRSis : Pago mensual del Participante i, ie, is por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia

ARu,d : Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d

PRNSu,d : Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d

CAu,d : Derecho de cobro por CA de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.6 del presente Procedimiento

CRSFd : Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d

G,Ri,d : 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

Vie,d : Variación diaria de la producción de energía del Participante ie en el día d respecto de lo programado en el PDO

Vis,d : Variación diaria de la producción de energía del Participante is en el día d respecto de lo programado en el PDO

G,Rg,d : 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

Vge,d : Variación diaria de la producción de energía del Participante ge en el día d respecto de lo programado en el PDO

Vgs,d : Variación diaria de la producción de energía del Participante gs en el día d respecto de lo programado en el PDO

Ri,d : Retiro del Participante i en el día d

Rg,d : Retiro del Participante g en el día d

%RERe : 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.

%RERs : 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

COu,d : Costo de Oportunidad de la URS u en el día d"

Sustento del Agente

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.

Opinión COES:

Consideramos adecuadas las sugerencias planteadas por el Agente Engie.

Observación 5:

Comentario:

ANEXO IV numeral 2.1

Se debe agregar al numeral 2.1 del anexo IV el siguiente párrafo final:

"2.1 COSTO DE OPORTUNIDAD:

(...)

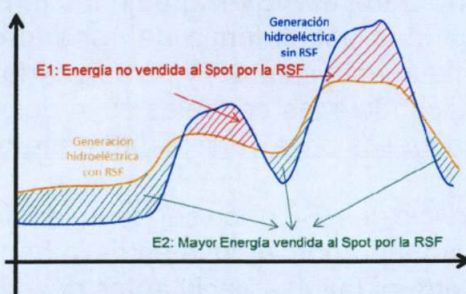
Para el cálculo del costo de oportunidad de las centrales hidráulicas se considerará los periodos en los cuales la generación de la URS con RSF es mayor al despacho de la URS sin RSF.

Sustento del Agente

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:

$$\text{Costo de oportunidad} = E1 \times CMg - E2 \times CMg$$

Opinión COES:

Uno de los inconvenientes del esquema de remuneración mediante Costo de Oportunidad es el que ha identificado la empresa ENGIE. En este sentido sugerimos eliminar el concepto de Costo de Oportunidad según lo sustentado por COES en la respuesta a la Observación N° 8 del Informe Técnico N° 353-2019-GRT.

Observación 6:**Comentario:**

ANEXO II numeral 2.5

Se solicita modificar el numeral de la siguiente manera:

“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. Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.”

Sustento del Agente:

Esta modificación se sugiere para estar en línea con lo propuesto en el comentario 4.

Opinión COES:

El COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

5. Empresa: ELECTROPERU**Observación 1:****Comentario:**

Modelo GAMS

El OSINERGMIN solicitó al COES que alcanzara el modelo GAMS que le sirvió para evaluar el riesgo entre un mercado basado en la Provisión Base y otro basado completamente en mercados de Ajuste.

Al respecto, el COES respondió que alcanzaría el modelo dentro de los parámetros de confidencialidad establecidos en el “Procedimiento para la determinación,

registro y resguardo de información confidencial”, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 202-2010-OS/CD de fecha 26/07/2010.

Por otro lado, la posición final del OSINERGMIN ha sido que el COES evalúe anualmente la convocatoria de la necesidad de Provisión Base, incluyendo cantidad y precio.

Así, en la observación N° 10 el OSINERGMIN señala a modo de sugerencia: *“Adicionalmente, es recomendable que el COES lleve a cabo una evaluación anual de los efectos de no contar con Provisión Base”*.

Sustento del Agente:

- Cualquier modelo elaborado por el COES debería estar disponible para cualquier Agente que lo solicite, de ser el caso.
- En cuanto a la posición final del OSINERGMIN, ésta deja abierta la posibilidad de que el COES concluya que la Provisión Base resulte innecesaria y por tanto se inicie un mercado que solo incluya el Mercado de Ajuste.

Opinión COES:

Se sugiere que Osinergmin evalúe el alcance de la solicitud de confidencialidad realizada por COES.

Respecto al comentario del Agente respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Observación 2:

Comentario:

El OSINERGMIN sugiere que se modifique el cálculo del Costo de Oportunidad (CO), debido a que los beneficios que obtienen las hidráulicas por efecto de un despacho ideal sin reserva secundaria podrían llegar a ser inequitativos.

El COES plantea que el proceso de evaluación del CO es muy impreciso y oneroso, y que además se ve influenciado por:

- i. la coincidencia de la mayor producción teórica de la URS y el CMg



- ii. la posibilidad de que una URS agote su recurso en el día y por tanto no exista un daño por menor energía producida que sin embargo sí sería compensada mediante el CO
- iii. la posibilidad de que la energía sea vendida en otro momento y por tanto no exista realmente un CO que deba compensarse
- iv. existen diversos reprogramas durante el día que originan el traslado de energía y por tanto beneficios adicionales por el mismo concepto de CO
- v. Existen períodos de asignación de reserva en los cuales no se está restringiendo a la unidad y por tanto no debería percibirse beneficio de CO
- vi. No se está incluyendo el CO en el modelo de optimización y que ha resultado ser tan alto que los titulares de las URS ofertan sus servicios a costo cero.
- vii. Actualmente, el COES emite 4 reprogramas diarios en promedio, lo que hace que se deba procesar mucha información para cada una de las URS a fin de determinar su CO.

De modo que el COES plantea que se elimine el CO y se permita que existan ofertas de precio por parte de los titulares de URS, pero que podría fijarse un valor inicial de S/ 30 277 /MW.mes; dejando la salvedad de que cuando el Costo marginal de corto plazo supere los S/ 300/MWh, el pago de la RSF se realice con un precio igual al valor de la componente de la energía del Costo marginal de corto plazo.

El OSINERGMIN no ha aceptado la propuesta y se mantendrá la metodología del CO.

Sustento del Agente:

- Nuestra preocupación está basada en que los numerales ii y vi, expuestos por el COES, no han sido acogidos por el OSINERGMIN.
Al respecto, debe discernirse el caso de las URS que sí dispongan de recurso de producción, de aquellas que no lo posean a fin de asignar correctamente un CO real. Planteamos que se haga un cálculo de verificación no sólo para las URS hidroeléctricas sino para las térmicas, de modo que se limite su energía reconocida al menor valor entre: (i) la suma de la energía ejecutada con la energía correspondiente al cálculo del CO y (ii) la energía que se habría programado en el caso de un despacho sin reserva secundaria.

- Adicionalmente, la ausencia del CO en el modelo de optimización en la programación del despacho da lugar a que se asigne el servicio otorgue la función de RSF a unidades de mayor costo variable debido a que ofertan sus servicios a costo cero.

Este es uno de los temas más importantes de la modificación que no ha sido abordado ni por la observación de OSINERGMIN ni por la absolución del COES; mucho menos por la posición final del regulador.

Opinión COES:

Consideramos que la inclusión del costo de oportunidad en la oferta del servicio permite evaluar dicha variable en la determinación del despacho de generación, tema que según ELECTROPERU, es la observación más importante. En ese sentido se sugiere eliminar el concepto de Costo de Oportunidad según lo sustentado por COES en la respuesta a la Observación N° 8 del Informe Técnico N° 353-2019-GRT.

Observación 3:

Comentario:

El OSINERGMIN propone que el COES evalúe el uso de reserva para RSF por parte de las centrales RER, a fin de verificar si corresponde que participen en las liquidaciones mensuales.

Al respecto, el COES ha calculado que las RER originan el 32% de magnitud de RSF, mientras que asumen el 1,5% del costo de RSF, lo cual califican como una condición de inequidad.

Adicionalmente, el COES ha hecho una propuesta que consiste en separar los costos por inflexibilidad de las URS para sólo compensar como parte del CO los costos relacionados con el servicio de RSF.

El OSINERGMIN no ha aceptado ningún extremo de esta propuesta.

Sustento del Agente:

- Debe rescatarse el análisis del COES que señala que no existe correlación entre los costos originados por la presencia de eólicas y solares en el SEIN y su aporte para el pago de la RSF. Consideramos que debe tomarse en cuenta un cálculo separado para dichas centrales a fin de determinar su aporte al servicio de RSF.



Además, debe rescatarse la separación de los costos de inflexibilidad de las URS para pagar bajo el PR 22, únicamente los costos debidos a la función de RSF y los costos correspondientes a inflexibilidades sean pagados bajo lo establecido por el PR 33.

Opinión COES:

Consideramos adecuadas las sugerencias planteadas por el Agente Electroperú.

Observación 4:

Comentario:

Con respecto a la asignación de la reserva para RSF entre los bloques de Provisión Base y Mercado de Ajuste, encontramos que se ha modificado algo el texto del procedimiento pero que continúa prestándose para interpretaciones ambiguas

Ítem	PR 22 vigente	Propuesta de modificación
1.	9.3. La Reserva requerida se cubre primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante.	9.3 La ... En el caso de las unidades que proveen la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia, siempre que se encuentren programadas en la operación por despacho económico , dicha Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante, y; ...[...]...
2.	9.3. La Reserva requerida se cubre primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no	9.4 La Reserva requerida se cubre primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, en caso de existir contratos vigentes ; mientras que, con el Mercado

	comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante.	de Ajuste se cubre lo faltante o en su totalidad, según sea el caso.
3.	9.5.3. Las cantidades en Provisión Base podrán estar divididas en dos bloques con precios que podrán ser distintos, según se acuerde en el acta de compromiso: a. Un bloque de Reserva comprometida en firme que se asignará y liquidará económicamente, en cualquier caso. b. Uno o varios bloques variables que podrán ser asignados para completar la Reserva total requerida en el SEIN, según lo especificado en el numeral 8, siempre y cuando el Mercado de Ajuste no esté en condiciones de proveer estas mismas cantidades a menor costo.	9.6.2 Las cantidades en Provisión Base podrán estar divididas en dos bloques con precios que podrán ser distintos, según se acuerde en el acta de compromiso: a. Un bloque de Reserva comprometida en firme que se asignará y liquidará económicamente, en cualquier caso. b. Uno o varios bloques variables que podrán ser asignados para completar la Reserva total requerida en el SEIN, según lo especificado en el numeral 8, siempre y cuando el Mercado de Ajuste no esté en condiciones de proveer estas mismas cantidades a menor costo.

Sustento del Agente:

Al respecto, se requiere que el OSINERGMIN aclare la duda que persiste según pasamos a indicar:

- El ítem 1 muestra que el proyecto de modificación del PR 22 recoge lo señalado en la Resolución OSINERGMIN 141-2016-OS-CD, por lo que ésta debería quedar derogada.
- El ítem 2 muestra que
 - En la propuesta de modificación del PR 22 se describe **Contratos Vigentes** que en la versión actual no existen. Al respecto, sólo se conoce que en ambas versiones existirán adjudicaciones que originarán compromisos, pero en ningún caso habría lugar a Contratos.



- Según el ítem 1, existe la posibilidad de cubrir la reserva mediante la Provisión Base Variable. Sin embargo, en el numeral 9.4 del PR 22 propuesto, sólo hay lugar para la Provisión Base Firme y el Mercado de Ajuste.
- A pesar de lo señalado en los ítems anteriores, se muestra en el ítem 3 que los textos del numeral 9.5.3 (vigente) y 9.69.2 (propuesto) son idénticos.
- El ítem 3 muestra que:
 - No se ha corregido el texto “bloque de Reserva comprometida en firme que se **asignará** y liquidará **económicamente, en cualquier caso**”.
 - Esta aparente obligación de asignarse reserva en cualquier caso ya había sido superada con la Resolución 141-2016-OS-CD. Debe corregirse. Al respecto, debemos señalar:

En el Considerando de la Resolución Aclaratoria se señala lo siguiente (subrayado nuestro):

Resolución OSINERGMIN 141-2016-OS/CD

CONSIDERANDO:

2. PRECISIÓN DEL PR-22

(...)

Que, en el Informe Técnico N° 410-2016-GRT, se ha planteado el desarrollo conceptual de la regulación secundaria de frecuencia, referida al caso en revisión, citando extremos contenidos en los Informes N° 0027-2014-GART y N° 0164-2014-GART, que constituyen los antecedentes y sustento de la emisión del PR-22;

Que, de dichos informes, se desprende que: i) las unidades que proveen la reserva (Provisión Base) deben ser remuneradas sin excepción, conforme al compromiso individual, resultado de la adjudicación. Dicho de otro modo, deben ser asignadas obligatoriamente en el cálculo (pago), pues es una reserva disponible que debe ser pagada; ii) la utilización de las unidades que proveen la reserva es independiente, esto es, pueden o no ser utilizadas en la programación. En este caso, no se afectan los adjudicatarios, puesto que percibirán lo ofrecido y adjudicado en la respectiva subasta; iii) la metodología de asignación conjunta despacho-reserva puede ser modificada por el COES, en caso lo considere necesario, en base a la experiencia y las simulaciones con datos reales. Este cambio no afecta la Provisión Base adjudicada, en virtud de que se paga como take or pay;

Que, el sentido y finalidad del PR-22 en estos extremos, viene a ser, garantizar una remuneración al Adjudicatario por la disponibilidad que

ofrece en el servicio complementario de regulación de frecuencia, mas no imponer al sistema eléctrico un despacho forzoso en sentido amplio, toda vez que éste debe encontrarse ceñido al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, sobre la base de una metodología de optimización;

(...)

De lo cual se desprende que el adjudicatario de la PB debe percibir una remuneración por la disponibilidad para proveer la reserva rotante así no se le necesite, pero de ninguna manera esta adjudicación debería forzar la prestación prioritaria de este servicio ni su despacho por encima de lo que le corresponde económicamente. Sin embargo, en el artículo 1° de la Resolución Aclaratoria emitida por OSINERGMIN (subrayado nuestro), dice lo siguiente:

Resolución OSINERGMIN 141-2016-OS/CD

Artículo 1°.-

a. En el caso de las unidades que proveen la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia, siempre que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, dicha Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante, y;

- Así, de acuerdo a lo que dicta la Resolución Aclaratoria, una vez que en el programa de optimización se determine la operación de unidades adjudicadas en la PB, aunque sea al mínimo técnico, se forzaría a que se le asigne toda la reserva adjudicada, incrementando su despacho por encima de dicho mínimo, lo cual constituye también un despacho forzoso. Consideramos que con esta disposición de la Resolución Aclaratoria, OSINERGMIN se contradijo a sí mismo respecto a lo expresado en su considerando. Por esto, solicitamos que esto se corrija en la nueva versión del PR-22 en proceso de aprobación y que sea el despacho conjunto PDO más reserva, el que determine la mejor manera de asignar la reserva considerando criterios estrictamente económicos. En cualquier caso, las adjudicatarias de la PB percibirían lo ofertado en las subastas.

Opinión COES:

A continuación, se sugiere tener en cuenta la siguiente opinión para los siguientes ítems:

1. De acuerdo con lo indicado, luego de la entrada en vigencia de la propuesta del procedimiento N°22, quedaría sin efecto la Resolución OSINERGMIN 141-2016-OS-CD.

2. De acuerdo con lo indicado. Se sugiere eliminar el párrafo del ítem 2 que mencionaba sobre contratos vigentes:

~~9.4 La Reserva requerida se cubre primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, en caso de existir contratos vigentes; mientras que, con el Mercado de Ajuste se cubre lo faltante o en su totalidad, según sea el caso.~~

3. En referencia a lo indicado por el Agente respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Observación 5:

Comentario:

La Resolución 058-2014-OS/CD que aprobó el PR-22 vigente, se emitió juntamente con el Informe N° 164-2014-GART donde se analizan los comentarios que se emitieron en su oportunidad:

Informe N° 164-2014-GART

2. ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS

2.1. COMENTARIOS DE COES

(...)

2.1.11. Comentario 11

Observa que, recuperación de costos por parte de las unidades con RS asignada.

Manifiesta que, en el proceso de e de reserva mediante la Provisión Base, el Mercado de Ajuste o Asignación Extraordinaria, podría darse el caso que se operen unidades forzadas (fuera del ranking) para brindar la Regulación Secundaria (RS), es decir, unidades que operen con RS asignada y cuyo Costo Variable sea mayor que el costo marginal del sistema.

Para este caso, se compensaría la potencia ofertada para RS al precio pactado, sin embargo faltaría definir la forma por la cual se compensaría la energía inyectada al sistema por esta unidad, la cual fue necesaria para brindar la RS. Al respecto, en el numeral 11.6 del procedimiento pre-publicado se especifica la independencia de la remuneración del servicio RS y la operación de la unidad por otros servicios. Si la intención es que las unidades forzadas por RS recuperen sus costos operativos, dicho numeral debería extenderse para cubrir también todos los costos de operación de dichas máquinas.

(...)

Opinión de OSINERGMIN

Al respecto, en la respuesta de comentario 2.1.9, se precisa que el pago por la asignación de reserva para RS absorberá los costos operativos por la regulación, incluida la energía brindada de menos respecto a la programada. Sin embargo, en el caso de las unidades “forzadas” que podrían presentarse, se tendrían dos situaciones:

1. Unidades “forzadas” que serán arrancadas para proveer el servicio de regulación y que de no proveerlo no serían arrancadas debido a sus costes. A estas se les remunerará la energía mediante los procedimientos existentes y los términos de asignación de reserva, déficit, superávit y reserva no provista de acuerdo al PR22. Para estas unidades, el término “Costo de Oportunidad” será cero, pues realmente no existe una oportunidad perdida por el hecho de participar en la regulación secundaria, más bien al contrario, porque resultan programadas gracias a que proveen el servicio.
2. Unidades “forzadas” que fueron programadas por debajo de lo que habrían sido para permitir que dispongan de reserva para regulación secundaria. En estos casos, además de los términos anteriores existirá otro término de remuneración que será distinto de cero: el Costo de Oportunidad. Este término contempla los beneficios que la unidad habría obtenido de no haber provisto el servicio y, por tanto, haber salido programada en un punto superior. El objetivo de incluir este término es evitar que los agentes lo interioricen dentro del precio de su reserva, de modo que así los diferentes precios de reserva sean más fácilmente comparables y sea más sencillo establecer un precio máximo de la reserva del sistema y realizar un análisis de los resultados obtenidos.

En este sentido, con la finalidad de que no existan dudas de que la unidad no presentaría pérdidas por su operación, se va a precisar que se compensará a los generadores que por dar el servicio de reserva, puedan incurrir en costos por consumo de combustibles de arranque – parada, de baja eficiencia en las rampas de carga-descarga y operación sin establecer el costo marginal, definidos en el Procedimiento Técnico “Reconocimiento de costos eficientes de operación de las centrales termoeléctricas del COES.

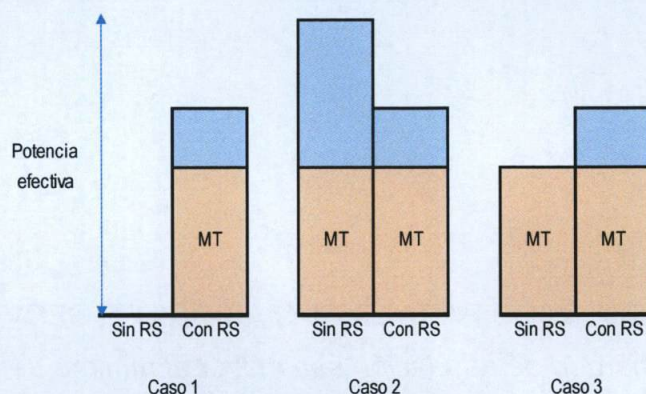
De la opinión omitida por OSINERGMIN en su momento, se desprende los siguientes tipos de operación forzada:

1. Operación forzada de unidades, que de no ser por la necesidad de proveer el servicio de RSF, no hubieran sido arrancadas.
2. Operación forzada por debajo de lo que hubiera sido, a fin de permitir disponer de la reserva (Reserva a subir).

A estos casos descritos por OSINERGMIN, se debería añadir el siguiente:

3. Operación forzada por encima de lo que hubiera sido, a fin de disponer de la reserva (Reserva a bajar)

Los casos señalados se representan en el siguiente gráfico:



El numeral 11.7 de la propuesta buscaría cubrir el caso 3, donde la operación hasta el mínimo técnico sería la operación por inflexibilidad operativa, mientras que el excedente sería operación forzada por RSF.

Propuesta PR-22

11.7 La compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF será determinada conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" o el que lo sustituya. Esta compensación no considerará la energía asociada a la Generación Mínima Técnica.

Al respecto, manifestamos nuestra conformidad con lo propuesto en el nuevo PR-22, pues con respecto al despacho sin reserva, se ve claramente, que el exceso es una operación forzada. Sin embargo, solicitamos que se especifique el procedimiento para calificar la operación y por ende el reconocimiento de las compensaciones en los demás casos considerando los despachos con y sin reserva utilizados para el cálculo del costo de oportunidad.

Opinión COES:

Para complementar y aclarar al comentario de ELP, esta compensación no considerará la energía asociada a la Generación por Mínimo Técnico (MT). Esto hace referencia a lo que indica ELP, y es cuando la Unidad esta forzada a un punto superior debido a la asignación de reserva para RS, por tanto, se compensará sus

costos operativos, realizando la disgregación de la energía hasta MT por Inflexibilidades Operativas y el exceso a compensaciones por el servicio de RS. Respecto a la especificación de la calificación de la operación, esta se encuentra explícita en el numeral 11.7 del proyecto de procedimiento al indicar que las compensaciones se efectúan por el cumplimiento del servicio de RSF y los periodos de prestación de servicio está claramente identificados a lo largo del procedimiento.

6. Empresa: EMGHUANZA

Observación 1:

Comentario:

Numeral 7

CALIFICACION DE RECURSOS PARA LA PROVISION DEL SERVICIO DE RSF

"7.1.8 Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC."

Sustento del Agente:

El requerimiento de capacidad de regulación propia exigible a URS mayores a 45 MW limitaría el ingreso de medianas centrales, por lo que proponemos elevar el margen mínimo a 100 MW. Realizar la siguiente modificación al numeral:

"7.1.8 Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 100 MW y 2) 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC."

Opinión COES:

Dado que esta característica busca dar confiabilidad al sistema de regulación secundaria de frecuencia ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC, es necesario que el valor umbral de exigencia para que una URS cuente con capacidad de regulación propia sea un valor fijo respecto al tamaño del SEIN.

En ese sentido, de acuerdo con las bandas disponibles de regulación de las centrales en el SEIN (Tabla 1), el valor umbral de exigencia es determinado como el menor valor entre las bandas promedio de las centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas, a fin de que se asegure que en ambos tipos de centrales se cuente con regulación de propia.

De la siguiente Tabla, se obtiene que el menor valor promedio de banda disponible es 90.97 MW, que equivale a una variación de regulación de +- 45 MW.

CENTRAL TERMoeLECTRICAS	BANDA DISPONIBLE	CENTRAL HIDROELECTRICAS	BANDA DISPONIBLE
AGUAYTIA TG 1 - GAS	29.05	EL PLATANAL	88.66
AGUAYTIA TG 2 - GAS	26.00	CHIMAY	63.00
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	505.18	YANANGO	32.80
CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	47.79	CHARCANI V	99.99
CTNEPITG41D2	67.19	MACHUPICCHU	79.80
CTNEPITG42D2	64.64	MACHUPICCHU2	59.86
CTNEPITG43D2	65.02	MANTARO	440.48
FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	176.19	RESTITUCIÓN	109.04
INDEPENDENCIA GAS	17.30	CHAGLLA	181.80
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	350.42	HUANZA	92.62
LFLORES TG1 GAS	95.43	HUINCO	191.00
MALACAS1 TG 6 - GAS	25.68	MATUCANA	97.60
MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	80.95	MOYOPAMPA	48.00
MALACAS3 TG 5 - D2	87.46	QUITARACSA	88.00
OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	78.32	YUNCÁN	88.76
OQUENDO TG1 - GAS	25.90	SANTA TERESA	78.00
PTO_BRVO TG1 - D2	83.35	CERRO DEL AGUILA	365.70
PTO_BRVO TG2 - D2	84.43	CARHUAQUERO	66.21
PTO_BRVO TG3 - D2	83.25	CAÑÓN DEL PATO	113.49
PTO_BRVO TG4 - D2	84.24	SAN GABÁN II	116.20
RECKA TG1 - D2	107.45	CAHUA	32.50
RF ETEN TG1 - D2	162.65	CHEVES	152.60
RF ILO2 TG1 - D2	102.13	MALPASO	24.02
RF ILO2 TG2 - D2	100.65	YAUPI	97.42
RF ILO2 TG3 - D2	101.35	VALOR MEDIO	116.98
RF PTO MALDONADO - D2	13.85		
RF PUCALLPA - D2	30.10		
STA ROSA UTI 5 - D2	15.83		
STA ROSA UTI 6 - D2	17.79		
STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	55.01		
STAROSA TG8 GAS	54.79		
TUMBES - R6	12.55		
VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	150.03		
VALOR MEDIO	90.97		

Observación 2:

Comentario:

Numeral 2.5 del Anexo II

Anexo II: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA

"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."

Sustento del Agente:

OSINERGMIN mediante Fe de Erratas del 08.08.2019, modificó el proyecto y eliminó lo siguiente:

“Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.”

Consideramos que es aplicable que se determine el porcentaje de participación en la reserva total requerida y se diferencie en la compensación de las RRSF a las centrales RER no convencionales (solar, eólico, mareomotriz y otros) y las centrales convencionales (Hidráulicas y Térmicas).

La diferenciación en el pago parte debido a que para poder calcular el margen total de reserva necesario se toma en cuenta lo siguiente: i) Desviaciones de la demanda y ii) Desviaciones de las centrales RER no convencionales.

En el año 2018 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Reserva a Subir		Reserva a Bajar	
	MW	%	MW	%
Demanda	77.96	70	109.52	68
RER	37.41	30	52.05	32
Total	115.37	100	161.57	100

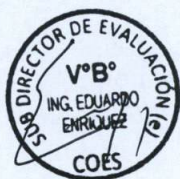
Fuente: Anexo 3 del Informe COES/D/DO/SEV-INF-071-2018

Como se puede observar en el cuadro anterior, las centrales RER no convencionales representan el 30% de la Reserva Total Asignada, en dicho sentido, corresponde que los generadores de esas tecnologías asuman el costo de la Reserva Asignada a sus desviaciones y no se realice un reparto general entre todos los generadores.

Por lo que, se debe reincorporar el texto inicial del Numeral 2.5 del Anexo II y numeral 1.4 del Anexo IV del Proyecto del nuevo PR-22.

Opinión COES:

Compartimos la sugerencia planteada por el Agente, en ese sentido sugerimos mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.



7. Empresa: CELEPSA

Observación 1:

Comentario:

Se debe contemplar una modificación a los Lineamientos de la Provisión Base (Resolución OSINERGMIN N° 026-2016-OS/CD) recogiendo las siguientes mejoras:

- El precio de la oferta en la subasta de Provisión Base, tanto para la Reserva a subir y la Reserva a bajar, debe ser igual o mayor a cero. Ver Anexo 1.
- La potencia ofertada de cada URS en la subasta de Provisión Base debe ser igual o menor a la Reserva total requerida para cada periodo de la subasta.

Asunto: RE: Observaciones a la Subasta para Asignación de Provisión Base para la Regulación Secundaria de Frecuencia
Fecha: miércoles, 17 de julio de 2019, 17:51:27 hora estándar de Perú
De: Correo as.mercado
A: Carlos Túpac-Yupanqui
CC: Cesar Butron, Eduardo Enriquez, Christian Rosales Olivera, Correo as.mercado
Datos adjuntos: image001.png, image002.png, image003.png, image004.png, image005.png

Estimados Señores Representantes

En relación a la consulta de la empresa CELEPSA, debemos mencionar lo siguiente:

- La Banda de Regulación ofertada no deberá ser mayor a la Banda de Regulación total Requerida para la Provisión Base Firme comunicadas mediante carta COES/D-694-2019.
- En caso se presenten ofertas con magnitudes de Banda de Regulación mayores a los valores requeridos, se considerarán para todos los efectos una magnitud de Banda de Regulación igual a la Banda de Regulación total Requerida para la Provisión Base.

Adicionalmente y en caso corresponda, las cantidades resultantes del reparto proporcional por la aplicación de lo especificado en el numeral 6.5.3 de los Lineamientos para la Asignación de la Provisión Base para Regulación secundaria de Frecuencia, serán redondeadas a dos (02) decimales.



COES- SUBDIRECCIÓN DE EVALUACIÓN

Manuel Roud y Paz Soldán 364, San Isidro, Lima – Perú
+51 1 611 8585 Anexo 564
www.coes.org.pe

Correo

enviado por el COES previo a la apertura de sobres para la adjudicación de la Provisión Base 2019 – 2022



Convocatoria para la asignación de la provisión base para la RSF

1. Cronograma del proceso¹

Actividad	Fecha
a) Convocatoria y publicación de cronograma	
i) Convocatoria	28/06/2019
b) Recepción de sobres y calificación	
i) Recepción de sobres N° 1 y N° 2 y apertura del sobre N° 1	18/07/2019
ii) Notificación de observaciones	22/07/2019
iii) Subsanación de observaciones	24/07/2019
iv) Anuncio de calificación	25/07/2019
c) Apertura de ofertas y asignación	
i) Apertura del sobre N° 2 y asignación	26/07/2019

2. Provisión Base Firme y Provisión Base Variable²

Periodo	Banda de Regulación total Requerida para la Provisión Base Firme (MW)	Banda de Regulación total Requerida para la Provisión Base Variable (MW)
De agosto 2019 a noviembre 2019	90	0
De diciembre 2019 a noviembre 2020	95	0
De diciembre 2020 a noviembre 2021	100	0
De diciembre 2021 a julio 2022	111	0

3. Precio Máximo de Asignación para la Provisión Base Firme³

Periodo	Precio Máximo de Asignación (S/ /kW-mes)
De agosto 2019 a noviembre 2019	13,00
De diciembre 2019 a noviembre 2020	13,00
De diciembre 2020 a noviembre 2021	13,00
De diciembre 2021 a julio 2022	13,00

4. Oferta económica (Precio de RSF)

El Precio de RSF de la Oferta presentada a subasta deberán ser igual o mayor a cero.

Carta COES/D-694-2019 enviado por el COES con la convocatoria a la realización del proceso de subasta de la Provisión Base 2019 – 2022

Opinión COES:

Consideramos pertinente la observación del Agente, es ese sentido se sugiere incluir dichas mejoras en el PR-22. Al respecto estamos considerando en el texto del procedimiento adjunto al presente documento en su Anexo, las referidas mejoras

asimismo estamos sugiriendo la inclusión del anexo VIII en el PR-22 conteniendo la parte operativa de los lineamientos que regulan el proceso de adjudicación de la provisión base.

. El procedimiento está tomando en cuenta los siguientes puntos:

- La banda de regulación ofertada de cada URS en la subasta de Provisión Base debe ser menor o igual a la banda de Reserva total requerida.
- En caso se presenten ofertas con magnitudes de banda de regulación mayores a los valores de la banda de Reserva total requerida, se considerará para todos los ofertantes una magnitud de Banda de Regulación igual a la banda de Regulación total Requerida para la Provisión Base.

Observación 2:

Comentario:

Numeral 2.2 del Anexo IV

El proyecto establece que el pago de la Asignación de Reserva será con precios diferenciados para cada "Etapas del PDO". Sin embargo, observamos un error conceptual a la hora de definir los valores de PRS y PRB; ya que no existe sustento para afectar el precio marginal de la RSF del mercado de ajuste por un factor adicional "1/P" (donde P es la cantidad de Etapas del PDO de un determinado día).

Por ejemplo:

Si se tienen 03 Etapas del PDO en un día, lo razonable será liquidar la Asignación de Reserva de la siguiente manera (caso de Reserva Asignada para Subir de una URS):

$$\text{Liquidación} = RAS_1 * PRS_1 + RAS_2 * PRS_2 + RAS_3 * PRS_3 \text{ (CORRECTO)}$$

PRS₁, PRS₂ y PRS₃ son los precios máximos ofertados que fueron adjudicados en las etapas 1, 2 y 3 del PDO. Sin embargo, la propuesta de nuevo PR22 publicada por OSINERGMIN establece lo siguiente:

$$\text{Liquidación} = RAS_1 * (PRS_1)/3 + RAS_2 * (PRS_2)/3 + RAS_3 * (PRS_3)/3$$

(INCORRECTO)

Sin perjuicio de lo anterior, en el PR22 debe quedar cuál serán los bloques a considerar para las Etapas de la liquidación, que no necesariamente deben ser las Etapas del PDO. Sugerimos que las Etapas de liquidación sean los bloques horarios tarifarios de Punta (18:00 h a 23:00 h), Media (08:00 h a 18:00 h) y Base (23:00 h a 24:00 h y de 00:00 h a 08:00 h). No es recomendable que las Etapas de liquidación sean las Etapas del PDO ya que se presta a discrecionalidad del operador del

sistema (COES), lo cual no es un incentivo adecuado para la operación del despacho que ejecuta dicha institución.

Opinión COES:

En vista de lo señalado por Celepsa, se sugiere que la fórmula de la liquidación de la reserva asignada no debe estar afectado por el factor $1/P$, pues de considerarlo, sería entendido como si todas las etapas del día contienen la misma cantidad de horas. En ese sentido, sugerimos modificar la redacción de los precios $PR_{S,p,d}^{(1)}$, $PR_{B,p,d}^{(2)}$.

La redacción debería ser la siguiente:

$PR_{S,p,d}^{(1)}$, $PR_{B,p,d}^{(2)}$: Mayor Precio de las Ofertas asignadas a subir y a bajar respectivamente en el periodo p , proveniente del Mercado de RSF, multiplicado por $1/(30)$

Respecto a las etapas del PDO, debemos aclarar que, para este caso en específico, los periodos serán determinados por el inicio/fin en la asignación de reserva para una URS en un día.

Con respecto a la sugerencia de Celepsa, no parece lo más adecuado el dividir en tres etapas la liquidación a un solo precio por etapa, debido a que una URS puede estar percibiendo la liquidación a un precio máximo que no corresponde al momento que estuvo asignado brindando el servicio de RSF. Para evitar este inconveniente, se planteó que las etapas deben ser como se explicó en el párrafo anterior.

Observación 3:**Comentario:****Numeral 7**

Se deben precisar algunos criterios para revisar las calificaciones otorgadas a las URS para brindar el servicio de RSF.

- a) Las URS que no ejecutan el servicio durante más de 06 meses, deben volver a ejecutar todas las pruebas de calificación si pretende participar del servicio de RSF nuevamente.
- b) Las URS con unidades de generación que sufran cambios importantes en los valores de sus inflexibilidades operativas, deben volver a ejecutar todas las pruebas de calificación si pretende participar del servicio de RSF.

Opinión COES:

Con respecto al punto a) consideramos que el tiempo sin brindar el servicio de RSF no es causal de revisar la calificación de las URS, ya que por un tema estrictamente comercial los agentes podrían prescindir de brindar el servicio con sus URS.

Los cambios o modificaciones en las inflexibilidades operativas no necesariamente llevarán a cambios en las características de control de la URS, por lo que no se justificaría revisar la calificación de las URS.

Asimismo, si en caso hubiese alguna modificación en los parámetros asociados al control de la URS sin que estos cambios fueran informados al COES, el AGC detectará cualquier comportamiento anormal de esta URS ya que el AGC cuenta con una función de seguimiento, donde compara la respuesta de la URS con el resultado del modelo original determinado en las pruebas de calificación.

Observación 4:

Comentario:

Se debe considerar una metodología de incentivos para que la RSF se asigne a las URS que tengan los mejores desempeños durante la ejecución del servicio (mejores gradientes de carga/descarga, mejor confiabilidad de la comunicación, menores inflexibilidades operativas, etc.).

Opinión COES:

Actualmente, la tasa de disponibilidad presentada desde el inicio de la aplicación del procedimiento es muy alta y se mantiene entre 99% a 100% con una media de 99.71%, lo cual indica que la actual metodología de asignación es adecuada. Esto se encuentra también señalado en la respuesta a la Observación 11 del informe de absolución de observaciones de la Carta COES/D-469-2019. En ese sentido, no habría necesidad de la creación de incentivos, dada la buena confiabilidad que han presentado las URS que brindan el servicio.

8. Empresa: ENEL GENERACIÓN PERÚ / ENEL GREEN POWER

Observación 1:

Comentario

Se debe generar incentivos para la implementación y calificación como URS a aquellas centrales que se encuentran en potenciales sistemas aislados ante eventos de desconexiones de líneas de transmisión o por mantenimientos de éstas.

Sustento del Agente

Ante alguna indisponibilidad de la transmisión es probable la presencia de sistemas aislados. Ante ello, con el fin de evitar posibles restricciones de suministro es necesario crear incentivos para que las centrales dentro de estos potenciales sistemas aislados puedan brindar el servicio de RSF.

En tanto los ingresos dejados de percibir y sobrecostos ocasionados por brindar el servicio de RSF de las centrales que se encuentran en sistemas aislados no son reconocidos bajo ningún mecanismo de pago. Asimismo, se tienen que realizar inversiones para que estas centrales puedan ser reconocidas como URS's, por ello,

el procedimiento debe contemplar un mecanismo para compensar la afectación económica incurrido por brindar dicho servicio o generar algún incentivo para que estas centrales puedan sostener las inversiones correspondientes.

Opinión COES:

El servicio de RSF es un servicio voluntario con un mecanismo de mercado establecido. En ese sentido, cuando se presentan sistemas aislados o cualquier situación de emergencia, el Centro de Control de COES posee la potestad de tomar las acciones que considere pertinente según lo establecido en la "Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados" y el procedimiento Técnico COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN". En línea con lo expuesto, para la situación de sistemas aislados la Propuesta de redacción del PR-22 que alcanzamos adjunto a la presente; contempla diferentes acciones, como por ejemplo son lo que se establece en el numeral 6.4, numeral 2.7 del Anexo I, numeral 1.3 del Anexo II,

Observación 2:

Comentario

En los numerales donde se hace referencia al PDO se debe indicar o especificar si este también incluye al Reprograma de la Operación (RDO).

Sustento del Agente

En el procedimiento, varios numerales solo hacen mención al PDO, sin embargo, consideramos que en algunos casos también se debe hacer referencia al RDO; por ejemplo, la asignación de reserva mediante despacho conjunto, también se realiza en el proceso del RDO.

Opinión COES:

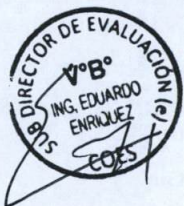
Se debe tener en cuenta lo establecido en el literal c) del numeral 6.4.1 del Procedimiento Técnico COES N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria"

(...) "Una vez publicado el RDO, el mismo reemplaza para todos los efectos al PDO y al RDO emitido previamente."

Y lo establecido en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC.

"Reprograma de la Operación Diaria (RDO): Reformulación del Programa Diario de Operación (PDO) en ejecución."

En línea con lo expuesto, la vigencia del PDO termina automáticamente cuando se realiza el reprograma diario.



Observación 3:**Comentario**

Se solicita indicar o especificar el tratamiento, en la asignación del despacho económico, cuando una URS está conformado por centrales de diferentes tecnologías (URS conformada, por ejemplo, por centrales hidroeléctricas, térmicas u otras tecnologías).

Sustento del Agente

En el procedimiento no se especifica cómo será tratada la asignación de reserva a las unidades de distintas tecnologías que conforman la URS.

Opinión COES:

En el modelo de despacho económico empleado por COES, el tratamiento en la asignación de RSF a una URS cuando esta es conformada por centrales de diferente tecnología, es similar en metodología al tratamiento de asignación de una URS conformada por unidades de una misma tecnología. Es decir, el modelo tiene la opción de crear una URS y en ella puede agrupar a unidades o centrales de diferentes tecnologías. El resultado del despacho económico, producto de la minimización de la función objetivo (costo de operación en el horizonte de estudio), da como resultado una magnitud de RSF asignada a la URS y a su vez el modelo ya asignó a cada central de tal manera que la suma de todas ellas es igual a la magnitud de RSF asignada a la URS.

Observación 4:**Comentario**

Uniformizar uso de término “Magnitud de Reserva RRSF” y “Magnitud de Reserva para Regulación Secundaria”

Sustento del Agente

Utilizar una sola referencia para el mismo concepto

Opinión COES:

De acuerdo con la sugerencia. Se sugiere considerar la observación del Agente.

Observación 5:**Comentario**

La definición: “Característica de Frecuencia: variación de la frecuencia con el incremento de potencia en el sistema, debido a la propia naturaleza de la demanda y a la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia.” fue retirada de la propuesta del COES.

Se sugiere mantenerla.

Sustento del Agente

Esta definición es utilizada en el “ANEXO I Metodología para la Prestación del Servicio”, calculada en el “ANEXO V Informe Anual” y está presente en el PR-22 Vigente. Se debe tener en cuenta que la regulación secundaria de frecuencia (RSF) permite corregir las desviaciones de frecuencia ocasionadas por la naturaleza impredecible de la demanda.

Opinión COES:

De acuerdo con la observación del Agente. Se sugiere considerar la redacción propuesta para el Procedimiento Técnico COES N° 22 que se adjunta en el Anexo del presente documento.

Observación 6:

Comentario

Se sugiere tener en cuenta para el Marco Conceptual lo siguiente:

“...desajuste entre lo producido y lo consumido, ya sea por variaciones atribuibles a la generación eléctrica o a la demanda (no existe un responsable por defecto), para mantener el sistema en equilibrio. ~~Por tanto, es necesario que~~ Por ejemplo, el desajuste puede ser sea-compensado momentáneamente por la energía cinética (del movimiento) del rotor. “

Sustento del Agente

El desajuste no solamente puede ser compensado por energía cinética de un rotor. Existen por ejemplo otras tecnologías como las baterías.

Opinión COES:

Se sugiere tomar en cuenta el comentario del Agente.

Observación 7:

Comentario

Se sugiere modificar el numeral 4.1 de la siguiente manera:

*“4.1 Estudio anual presentado al OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año **incluyendo la justificación de cambio de parámetros si se presentara un cambio respecto al Estudio vigente.** Este estudio considerará, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN (...)”*

Sustento del Agente

Es importante considerar la evolución histórica de los parámetros y si se diera el caso de algún cambio justificar el mismo.

Opinión COES:

Consideramos innecesaria dicha precisión en la medida que realizar el estudio implica de por sí justificar todo cambio que se considere pertinente hacer.

Observación 8:

Comentario

Se sugiere eliminar el numeral 4.1.1

"4.1.1 Los coeficientes para el cálculo de la Reserva Rotante para Regulación Secundaria."

Sustento del Agente

El término *coeficientes* no está definido en el contenido de la propuesta.

En todo caso, evaluar su modificación según los conceptos o parámetros a los cuales se está refiriendo.

Opinión COES:

De acuerdo con el Agente. Se sugiere considerar la redacción propuesta para el Procedimiento Técnico COES N° 22 que se adjunta en el Anexo del presente documento.

Observación 9:

Comentario

Se sugiere eliminar el numeral 4.1.2

Sustento del Agente

Eliminar el numeral 4.1.2 resulta coherente con el contenido del Informe Técnico de OSINERGMIN, en la sección de análisis de subsanación de observaciones (núm.9) desestiman la propuesta del COES, lo cual ha sido reafirmado con la FE DE ERRATAS emitida por el OSINERGMIN.

Opinión COES:

El COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

Sin perjuicio de lo expuesto, en caso Osinergmin decida mantener la metodología de pago del servicio de RSF vigente, la observación del Agente es correcta.

Observación 10:**Comentario**

Se sugiere modificar el numeral 4.3 de la siguiente manera:

“4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 7 así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación), dicha información será publicada en la página web del COES y se notificará a los integrantes con periodicidad mensual”.

Sustento del Agente

Es necesario establecer la periodicidad de este producto, ya que así se asegura la transparencia de información entre los participantes del mercado. Por tanto, es razonable que se publique mensualmente, tal como se está realizando actualmente.

Opinión COES:

Coincidimos en que se debe notificar a los integrantes, sin embargo, la periodicidad no debería ser mensual, sino a cada cambio realizado en la información publicada.

“4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 7 así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación), dicha información será publicada en la página web del COES y se notificará a los integrantes cada vez que se modifiquen las características de las URS calificadas o califique una nueva URS”.

Observación 11:**Comentario**

Se sugiere modificar el numeral 5.1.9 de la siguiente manera:

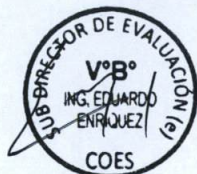
“5.1.9 El COES elaborará una Nota Técnica donde se establezcan únicamente las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento del Regulador Maestro, según lo detallado en el Anexo VI.

Sustento del Agente

Con la finalidad de establecer el alcance de la nota técnica, se sugiere incorporar el texto sugerido.

Opinión COES:

Con el fin de dar flexibilidad a alguna modificación a la formulación que se indica en la “Metodología para la asignación conjunto del PDO con la Reserva para la regulación Secundaria” que se encuentra en la nota técnica, se recomienda mantener el numeral 5.1.9.



Observación 12:**Comentario****CRITERIOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIO (Numeral 6.2)**

Se sugiere modificar la siguiente manera:

6.2. Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.; *además, el COES informará al operador de la URS's cuando tome control de la URS.*

Sustento del Agente

Con la finalidad de evitar incidentes en la operación de las Unidades, el COES debe informar a los Centros de Control cuando el AGC tome control de la URS. Tal como lo viene realizando en la práctica.

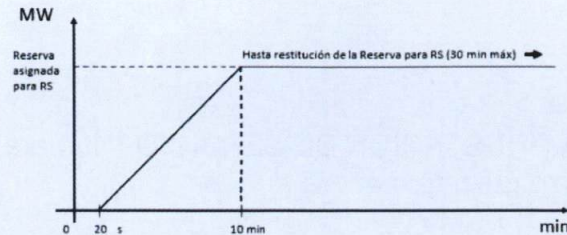
Opinión COES:

Consideramos innecesaria esta precisión, ya que el COES cuenta con intercambio de información en tiempo real entre AGC y cada una de las URS (CC-Agente). En este intercambio de información, se envía el estado de control (ON/OFF) del AGC sobre cada unidad de generación o URS, por lo que los centros de control de los agentes estarán informados de tal situación.

Observación 13:**Comentario****CRITERIOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIO (Numeral 6.3.2)**

Se sugiere eliminar el numeral 6.3.2:

~~6.3.2 La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN, que será tal que ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, deberá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.~~



Sustento del Agente

Este requerimiento se contradice con la operación actual en los siguientes puntos:

1. el AGC realiza el cálculo del ACE del SEIN en cada ciclo (4 segundos) pudiendo modificar la magnitud a regular antes de los 20 segundos indicados
2. El numeral 7.1.3 d establece la velocidad mínima que debe sostener la URS, lo cual en muchos casos no cumpliría con la rampa propuesta.

Opinión COES:

Con respecto al cálculo del ACE, el AGC realiza un procesamiento cada 4 segundos, sin embargo, cuenta con tiempos de desfase en sus diferentes componentes como bandas muertas, filtro de frecuencia y el controlador PI.

No estamos de acuerdo en eliminar este numeral, pues define la característica mínima de respuesta exigida para el conjunto de URS que son controladas por el AGC. Asimismo, esta característica y las variaciones de carga representativas del SEIN, definen el número mínimo de unidades de generación o URS que deben estar bajo control del AGC, así como también la característica mínima de toma de carga y descarga de generación que deberán tener las unidades de generación para brindar el servicio de RSF.

Observación 14:

Comentario

CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF (Numeral 7.1.3)

Se debe modificar la redacción según lo siguiente:

7.1.3. Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos:

"(...) c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de veinte (20) segundos. (...)"

Sustento del Agente

De acuerdo con la filosofía de la regulación secundaria de frecuencia, un requerimiento de respuesta menor a 20 segundos no es competencia del AGC, por el contrario, es competencia de la regulación primaria de frecuencia.

Opinión COES:

No estamos de acuerdo con esta observación, ya que una exigencia del PR-22, es que, ante un evento de déficit y superávit de generación, la respuesta de la RSF se inicie en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento. Dicha exigencia, no se podría cumplir si se considera que las unidades de generación o URS respondan luego de 20 segundos después de recibir los setpoints, ya que el propio AGC cuenta con tiempos de desfase en sus diferentes componentes como el filtro de frecuencia, bandas muertas y tiempos de integración del controlador PI, que implicaría un tiempo respuesta de la RSF mucho mayores a 20 segundos.

Observación 15:**Comentario**

CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF
(Numeral 7.1.7)

Se propone modificar el numeral 7.1.7 según lo siguiente:

7.1.7. *Proporcionar la información técnica necesaria de cada unidad de generación e incluirá, al menos:*

a. *Bandas de potencia*

b. *Limitaciones de la Banda de potencia en caso corresponda.*

~~*El COES podrá solicitar información técnica adicional en caso lo requiera.*~~

Sustento del Agente

La empresa, cuya unidad o central que pretende ser calificada como URS, debe tener todos los requerimientos del COES de una manera clara y transparente. Sin embargo, de mantener el texto, se solicita especificar a qué se refiere “*Información técnica adicional*”. Además, el COES debe justificar la necesidad de dicha información adicional. Asimismo, la solicitud de información no debe condicionar la calificación como URS.

Opinión COES:

Consideramos que se debe mantener el párrafo “*El COES podrá solicitar información técnica adicional en caso lo requiera.*”, a fin de contar con características adicionales para un mejor modelamiento de la URS en el AGC.

Observación 16:**Comentario**

CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF
(Numeral 7.1.8)

Se propone eliminar el numeral 7.1.8:

~~*7.1.8. Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) +/- 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia.*~~

~~Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.~~

Sustento del Agente

Actualmente existen suficientes URS's que cuentan con regulación propia en el SEIN. Asimismo, no es claro cómo el COES procederá a asignar el control local de la frecuencia entre las URS's disponibles.

Por otro lado, para cumplir con dicho requerimiento se debe realizar inversiones altas, que constituyen una barrera de entrada, ya que de esta manera no resulta rentable participar en el mercado de RSF.

Se propone que, en caso se requiera unidades con regulación propia, se brinde incentivos adicionales que permitan rentabilizar este tipo de inversión.

Opinión COES:

La selección de la URS para la asignación de la regulación automática local es la URS con mayor asignación de RRSF en el despacho económico considerando como prioritarias a las adjudicadas en la provisión base que se encuentran en servicio.

Asimismo, esta exigencia del numeral 7.1.8 del nuevo procedimiento PR-22 no es ninguna barrera de entrada, ya que cualquier agente cuyas centrales no cuenten con la regulación de frecuencia automática local y quieran participar en el mercado de RSF, lo podrán hacer calificando con una banda de regulación menor de 90 MW.

Observación 17:

Comentario

ASIGNACIÓN DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (Numeral 9.3)

Se propone modificar el numeral 9.3 como sigue:

9.3 La asignación del servicio de Provisión Base se realizará **conforme al numeral 9.6.1 para horizontes de tres años, según sea el caso**, y la asignación del Mercado de Ajuste se realizará para horizontes diarios.

En el caso de las unidades que proveen la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia, siempre que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, dicha Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante, y;

El bloque de la Reserva comprometida en firme en la Provisión Base se asignará en el cálculo del pago del servicio de Regulación Secundaria y se liquidará

económicamente, en cualquier caso, así no se encuentre programada en la operación.

Sustento del Agente

Se presta a confusión establecer el periodo de Provisión base en este numeral cuando ya se norma en el numeral 9.6.1.

Opinión COES:

En referencia a lo indicado por el Agente respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Sin perjuicio de lo expuesto, en caso Osinergmin decida mantener el esquema vigente con el mecanismo de Provisión Base, consideramos correctas las precisiones indicadas por el Agente.

Observación 18:

Comentario

ASIGNACIÓN DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (Numeral 9.6.1)

Se propone modificar el numeral 9.6.1 como sigue:

*9.6.1 El COES adjudicará la Provisión Base de acuerdo con los lineamientos a que se refiere el numeral 5.1.11, si resulta de su evaluación **anual** que corresponde convocar a una Provisión Base, ~~por el periodo~~ **en tal caso, el proceso de adjudicación será mensual. Asimismo, la reserva requerida para la Provisión Base no superará el requerimiento del máximo valor adjudicado vigente.***

Sustento del Agente

En caso el COES identifique la necesidad de Provisión Base de RSF. Resulta conveniente para la competencia de este mercado que la identificación de la necesidad sea anual, con convocatorias mensuales.

Asimismo, con la finalidad de emitir señales en línea con la evolución del mercado, la reserva asignada para provisión base debe ir en descenso, siendo el mercado de ajuste una señal de *madurez* de este mecanismo.

Opinión COES:

En referencia a lo indicado por el Agente respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Sin perjuicio de lo expuesto, en caso Osinergmin decida mantener el esquema vigente con el mecanismo de Provisión Base, consideramos que el proceso de adjudicación podría ser por un periodo semestral lo cual sugerimos en la redacción

propuesta para el Procedimiento Técnico COES N° 22 que se adjunta en el Anexo del presente documento.

Observación 19:

Comentario

Abreviaturas y Definiciones

Se propone modificar el numeral 9.6.1 como sigue:

“Provisión Base de la RS: Mecanismo para el aseguramiento de compromisos de Reserva para RS a largo plazo. Este mecanismo se complementa con el Mercado de Ajuste (...)

Sustento del Agente

Esta definición fue establecida cuando el SEIN no contaba con URS's, actualmente el mercado cuenta con más de 2000MW disponibles para brindar el servicio de RSF. Por ello, es pertinente modificar dicha definición de acuerdo al texto propuesto.

Opinión COES:

En referencia a lo indicado por el Agente respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Observación 20:

Comentario

ASIGNACIÓN DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Se sugiere modificar el numeral 9.6.6

9.6.6 El procedimiento de adjudicación a utilizar será transparente y cumplirá con criterios técnicos y económicos eficientes para la provisión del servicio de RS. Asimismo, si una URS mantiene el factor de indisponibilidad por RSF, al que se refiere en el numeral 9.6.10, igual a 1 en los meses n-1 y n-2, dicha URS perderá la adjudicación de Provisión Base del mes n.

Sustento del Agente

Es necesario establecer un sentido de penalidad cuando la URS es adjudicada de manera mensual y no cuenta con la disponibilidad para realizar el servicio por motivos operativos. Para ello, es necesario establecer una etapa transitoria para las URS's que sostienen la actual adjudicación al 2022.

Opinión COES:

Respecto a la Provisión Base, reiteramos nuestra posición de eliminación de este mecanismo de asignación de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia según lo detallado en las observaciones N° 10, N° 15, N° 17, N° 19 del Informe Técnico 353-2019-GRT.

Respecto a la sugerencia presentada por el Agente respecto a la penalidad a la disponibilidad del compromiso asumido por concepto de Provisión Base, a la fecha existe la penalidad por concepto de Reserva no Suministrada, es decir, es la penalidad asociada a la no disponibilidad de la URS que ha sido asignada para brindar la RSF. En ese sentido discrepamos con el mecanismo de penalización sugerido por el Agente.

Observación 21:

Comentario

ASIGNACIÓN DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Se sugiere agregar el siguiente numeral 9.6.10

9.6.10. El COES calculará un factor de indisponibilidad por RSF cuando la URS adjudicataria de la Provisión Base no esté disponible para prestar el servicio de RSF. Este factor se determinará con periodicidad mensual conforme a la siguiente fórmula:

$$FIRSF_u = \frac{N^{\circ} \text{ Horas de indisponibilidad}_u}{N^{\circ} \text{ Horas mes}}$$

Donde:

FIRSF_u: Factor de indisponibilidad por RSF de la URS u

N° Horas de indisponibilidad_u: N° horas de indisponibilidad de la URS u para brindar el servicio de RSF en el mes

N° Horas mes: N° horas contenidas en el mes

Sustento del Agente

Es importante establecer un mecanismo que permita liquidar solo la reserva disponible de las URS's que fueron adjudicatarias de la Provisión Base y así evitar pagos cuando dichas URS's no estuvieron disponibles, aun cuando no fueron llamadas a despachar por operación. Es necesario precisar que esta propuesta es válida cuando el proceso de adjudicación de PB sea mensual, dado que en horizontes mayores se prevén indisponibilidades típicas por Overhaul.

Opinión COES:

- Ver respuesta a Observación N° 20 de Enel Generación Perú.

Observación 22:

Comentario

ANEXO II (Numerales 1.2., 2, 2.1, y 2.5)

Sugerimos modificar los numerales siguientes del Anexo II:

*"1.2. En caso de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) No Convencional (eólico, solar, mareomotriz o similar) la magnitud de Reserva destinada a la regulación secundaria también deberá contemplar el error estadístico medio horario de la proyección de dicha generación **efectuado por el COES en base a la mejor información disponible y a sus propios programas y modelos de pronósticos de producción y optimización del despacho.**"*

(...)

Respecto al numeral 2 (Metodología), sugerimos evaluar utilizar como referencia no solamente el programa diario de operación (PDO), sino también los reprogramas de operación (RDOs) y cualquier otra herramienta que consideren la actualización de datos de parte de los agentes con información disponible y la optimización de la programación por parte del COES.

*"2.1 Se considera una base histórica ~~del último año~~ **de los últimos doce meses.**"*

(...)

*"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."*

Sustento del Agente

Numeral 1.2: Es responsabilidad del COES la programación y optimización del despacho de la manera más eficiente. Ver Comentario Final.

Numeral 2: Al utilizar un criterio basado en un error estadístico, se debe considerar implementar la opción de actualizar los datos para la programación con un horizonte de tiempo menores a los utilizados actualmente como referencia (PDO y RDO). Esto implica mejorar el PR-1 y PR-6 con la finalidad que el COES efectúe la labor de programación con información más exacta actualizada.

Numeral 2.1: debe calcularse con información lo más actualizada posible

Numeral 2.5.: Corrección de ortografía

Opinión COES:

A continuación, se responden las preguntas:

1. Numeral 1.2: El procedimiento N°1 sobre la PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO, indica que en los PDO y PSO se deben incluir los programas de generación RER informada al COES por los Agentes del SEIN. Estos pronósticos de generación RER dependen de factores como: temperatura, humedad, viento, precipitación, nubosidad, etc. Asimismo, del diseño de la planta, las particularidades propias de la central, y mantenimientos de equipos que restringen la generación de la planta, todos estos factores influyen en la generación pronosticada, por lo que es más acertado y preciso que los propios agentes realicen su pronóstico teniendo en cuenta todas estas consideraciones.
2. Numeral 2: Actualmente la metodología sí considera información del RDO según lo indicado en el numeral 2.2:” *Se obtienen las desviaciones de la demanda real respecto de la **demanda programada en el PDO o el reprograma de ser el caso.** Se excluyen los periodos donde se presentó desconexión de carga debido a fallas de generación o transmisión.*”
3. Numeral 2.1: De acuerdo con la sugerencia del Agente, para mejorar la información utilizada, se sugiere considerar la siguiente redacción:

“Se considera una base histórica de los últimos doce meses previos a la fecha de la realización del Informe Anual.”
4. Numeral 2.5: De acuerdo con la modificación, se sugiere considerar la redacción propuesta para el Procedimiento Técnico COES N° 22 que se adjunta en el Anexo del presente documento.

Observación 23:**Comentario**

ANEXO IV (Numeral 2.2)

*Se propone modificar el numeral 2.2 como sigue:***2.2 ASIGNACIÓN DE RESERVA***El derecho de cobro por el término de Asignación de Reserva será calculado con la siguiente fórmula:*

$$AR_{u,d} = \sum_{p=1}^p (RAS_{p,u,d} \times PRS_{p,d} + RAB_{p,u,d} \times PRB_{p,d}) \times (1 - FIRSF_u)$$

La componente (1- FIRSF_u) solo será aplicable a las URS's adjudicatarias de la Provisión Base y en la banda de reserva adjudicada.

(...)

Sustento del Agente

Es coherente aplicar el factor de indisponibilidad por RSF propuesto en el numeral 9.6.10 en la formulación del pago por Asignación de Reserva contenida en el anexo IV

Opinión COES:

En vista de lo indicado en la respuesta a la Observación N° 20 de Enel Generación Perú. Se sugiere no considerar la formulación planteada en el comentario de la presente observación.

Observación 24:

Comentario

ANEXO IV (Numeral 1.4)

Se solicita modificar la fórmula del Numeral 1.4 como sigue:

(...)

$$PRS_i = \sum_{p=1}^N \frac{(CO_{up} + AR_{up} + CA_{up})}{\sum_g^{N_g} G_{gp}} \times G_{ip}$$

Donde:

PRS_i: Pago del Participante i por regulación secundaria a la URS u.

CO_{up}: Costo de Oportunidad de la URS u el día p del mes.

AR_{up}: Asignación de Reserva de la URS u el día p del mes.

CA_{up}: Costos adicionales establecidos en el numeral 11.8 de la URS u el día p del mes

N: Número de días del mes.

G_{ip}: Producción de energía del Participante Generador i durante el día p, o Retiro durante el día p del Participante Distribuidor i o Participante Gran Usuario i.

N_g: Número total de Participantes.

G_{gp}: Producción de energía del Participante Generador g durante el día p, o Retiro durante el día p del Participante Distribuidor g o Participante Gran Usuario g.

(...)

Sustento del Agente

Este servicio complementario debe ser asumido por la demanda mediante un cargo en la tarifa. No obstante, de continuar con la propuesta de la pre-publicación, se solicita mantener la formulación del PR-22 actual.

Asimismo, incluir en el pago del servicio de RSF a los participantes distribuidor y Gran Usuario del MME.

Opinión COES:

Con respecto a que el servicio complementario debe ser asumido por la demanda mediante un cargo en la tarifa, señalamos que es un cambio de nivel regulatorio que debe ser analizado plenamente por OSINERGMIN.

Respecto a la inclusión al pago del servicio de RSF por parte de los participantes distribuidor y Gran Usuario del MME, su sugerencia es adecuada.

Observación 25:

Comentario

ANEXO V (Numeral 1 d)

Se solicita eliminar el inciso d del numeral 1

Sustento del Agente

Eliminar el numeral 4.1.2 resulta coherente con el contenido del Informe Técnico de OSINERGMIN, en la sección de análisis de subsanación de observaciones (núm.9) desestiman la propuesta del COES, lo cual ha sido reafirmado con la FE DE ERRATAS emitida por el OSINERGMIN.

Opinión COES:

El COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, tomar en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

Observación 26:

Comentario

El Informe COES remitido mediante carta COES/D-469-2019 al OSINERMIGN para subsanación de observaciones, incluye una propuesta para aplicar un nuevo criterio de distribución del monto total del costo del servicio de RSF que afectaría de manera negativa a los integrantes del COES titulares de centrales eólicas y solares. Si bien es cierto el OSINERGMIN ha desestimado esta propuesta específica, es importante

resaltar que respaldamos plenamente la posición de OSINERGMIN frente a este planteamiento del COES y consideramos necesario hacer algunos comentarios al respecto:

- El planteamiento del COES pretendía asignar un tercio del monto del servicio de RSF a las centrales eólicas y solares bajo el argumento que existe una desviación entre la programación de generación diaria que se remite diariamente al COES y la producción ejecutada.
- Consideramos necesario señalar que tal planteamiento carece de sustento técnico y legal. La programación del despacho de las Unidades de Generación es responsabilidad del COES y se encuentra regulada en el Procedimiento Técnico N° 1 del COES, (PR-1) en dicho procedimiento en el numeral 7.12 encontramos la obligación de los titulares de las centrales RER de remitir sus proyecciones de producción al COES en los plazos establecidos en el propio PR-1. En ningún extremo del PR-1 encontramos algún tipo de calificación de incumplimiento, responsabilidad o penalidad del agente titular de una central eólica o solar por supuestas desviaciones entre el programa de generación remitido y el ejecutado, en tal sentido resulta ilegal que a través del PR-22 se pretenda establecer que esa supuesta desviación amerita una sanción consistente en que las centrales eólicas y solares asuman un tercio del costo del servicio de RSF, cuando dicha desviación no es un supuesto de hecho regulado en el PR-1 que norma la programación del despacho diario. La remisión del programa de generación por parte de los agentes titulares de las centrales RER en el plazo establecido en el PR-1 es la única obligación que tienen los agentes, en ese sentido, vale la pena preguntarse, ¿cómo es posible que el cumplimiento por parte de un agente de una obligación del PR-1 pueda convertirse en un incumplimiento para aplicar una penalidad en el PR-22?
- Por otro lado, es necesario tener presente que es obligación intrínseca a la naturaleza del COES programar el despacho de las unidades de generación de la manera más eficiente, para lo cual debe utilizar la mejor información disponible y utilizar modelos matemáticos para dicho fin, de hecho el PR-1 contiene regulación al respecto en su Anexo N° 2, que deberá complementarse con mejoras a los mecanismos establecidos en el PR-6. Si el COES encuentra que es necesario corregir las desviaciones entre las proyecciones remitidas por los generadores y el despacho ejecutado, cuenta con las herramientas para optimizar el despacho, requerir mejor información, desarrollar modelos

matemáticos o proponer nueva regulación para mejorar este tema, considerando las particularidades y naturaleza de cada tecnología. En ningún caso, resulta aceptable suponer que la responsabilidad del COES se limita a trasladar datos remitidos en un formato sin ningún trabajo de optimización.

- El cálculo que efectúa el COES para el concepto creado de *participación en la reserva*, se basa en desviaciones respecto de un programa diario enviado por los generadores el día anterior. Es decir, considera la información proyectada de disponibilidad y del recurso primario del día anterior como la mejor estimación para la programación de la operación del sistema, cuando en la operación de cualquier sistema eléctrico interconectado lo que se hace es gestionar la disponibilidad de las unidades y los recursos primarios, actualizando dicha información en forma permanente. En su propuesta el COES hace una estimación sobre un procedimiento estático, en lugar de promover y proponer una mejor gestión de los recursos disponibles en la operación del sistema.
- Un aspecto relacionado es que aún en la hipótesis negada que se aplicase lo propuesto por el COES, dentro de cada grupo renovable eólica y solar, una central podría efectuar sus pronósticos en forma muy eficaz, sin embargo, aun así puede ser afectada sustancialmente al existir otro operador de la misma tecnología que no tenga éxito en sus pronósticos o en el extremo que no los realice con la debida diligencia. Al distribuirse el monto correspondiente al servicio de RSF para las centrales de una misma tecnología según la energía producida, el efecto por esta asignación de pago se vuelve una situación incontrolable para los agentes con pronósticos más eficaces, al mismo tiempo desincentiva la instalación de estas tecnologías. Cualquier central solar o eólica estará afectada por la situación de las demás.
- En cuanto a la regulación de otros países de la región comparables (Colombia, Chile, Brasil, Argentina), se observa para la distribución de los costos por RSF, que en ningún caso se aplica un criterio relacionado con el recurso primario de una central de generación. Todo lo contrario, los criterios de distribución de costos son función de magnitudes totales entregadas a nivel sistema, tales como la oferta entregada o la demanda.
- La propuesta del COES no solamente afecta de manera sustancial a las centrales eólicas y solares existentes, las cuales se verían afectadas por el cambio que esto implica en las proyecciones sobre las cuales efectuaron sus ofertas, sino también desincentiva la entrada de nuevas instalaciones de esta

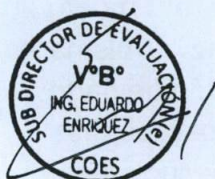
tecnología, en lugar de aprovechar más la competitividad de las RER que hoy son las tecnologías más económicas a nivel mundial y los recursos disponibles eólicos y solares para la generación que en el Perú son de altísima calidad. Esto va a contracorriente de las tendencias mundiales y en contra del objetivo país de tener un sistema eléctrico más eficiente y con mayor penetración de energía renovable no convencional, en una coyuntura en la cual se observa en un horizonte de mediano plazo que el sistema eléctrico necesitará incrementar la capacidad instalada eficiente.

Opinión COES:

El COES sugiere mantener los pagos diferenciados por tipo de tecnología según lo sustentado en la Observación N° 09 del Informe Técnico 353-2019-GRT y, adicionalmente, mejorar la propuesta tomando en consideración la Observación N° 03 de la Carta COES/D/DO-865-2019 mediante la cual el COES alcanzó a Osinergmin sus observaciones a la Prepublicación del Procedimiento Técnico COES N° 22.

9. ANEXO

Texto sugerido del procedimiento técnico del COES N° 22



COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-22
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA		
☒ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2019 -OS/CD, publicada XX de XXXX de 2019.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia, incluyendo los siguientes aspectos:

- 1.1 Condiciones que deben de cumplir los recursos que presten el servicio.
- 1.2 Determinación y asignación de la Reserva Rotante del SEIN para la prestación del servicio.
- 1.3 Seguimiento y control del desempeño de la prestación del servicio.
- 1.4 Determinación de los pagos y compensaciones que correspondan.
- 1.5 Especificación técnica del Control Automático de Generación para la prestación del servicio.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas complementarias y modificatorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 2.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM – Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).
- 2.8 Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE – Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (NTIITR).

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1 Para la aplicación del presente Procedimiento, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:



ACE: Error de Control de Área, por sus siglas en inglés (Área Control Error).

AGC: Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control).

DRB: Déficit de Reserva a Bajar.

DRS: Déficit de Reserva a Subir.

RM: Regulador Maestro.

RS: Regulación Secundaria.

RAB: Reserva Asignada a Bajar.

RAS: Reserva Asignada a Subir.

RCB: Reserva en Control a Bajar.

RCS: Reserva en Control a Subir.

URS: Unidad de Regulación Secundaria.

- 3.2 Para la aplicación del presente Procedimiento, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica:

Banda Central: Rango de frecuencia comprendida entre $60,0\text{Hz} \pm \text{Delta}$. Este rango es utilizado para evaluar la calidad de la RSF.

Banda Dinámica: Rango de frecuencia que se considera admisible para la evolución del desvío de frecuencia con el tiempo tras una gran perturbación. Este rango es utilizado para evaluar la calidad de la RSF.

Banda de potencia: Rango de potencia de una unidad de generación o URS definido por un límite superior y un límite inferior.

Bloque de Control: Conjunto de unidades de generación utilizados para la Regulación Secundaria, y que son coordinados de manera centralizada por un programa AGC.

Característica de Frecuencia: Cambio en el valor de la frecuencia por la variación de potencia en el sistema, debido a la propia naturaleza de la demanda y a la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia.

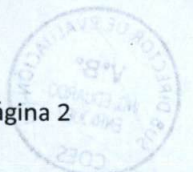
Ciclo de Operación: Intervalo de tiempo no mayor a 5 segundos en que se calcula el requerimiento de Regulación Secundaria para todo el SEIN

Déficit de Reserva: Reserva de RSF que una URS no proporciona y que debería haber proporcionado según la asignación que le correspondió en el despacho. Se compone de un Déficit de Reserva a subir, y un Déficit de Reserva a bajar.

Delta: Desvío de frecuencia admisible en el SEIN en operación normal, cuyo valor es determinado anualmente por el COES en el Estudio indicado en el Anexo V.

Delta máxima: Desvío de frecuencia máxima admisible en el SEIN ante una gran perturbación, cuyo valor es determinado anualmente por el COES en el Estudio indicado en el Anexo V.

Calificación: Procedimiento previo que deben realizar las URS que decidan participar en la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria, de acuerdo a lo detallado en el numeral 7.



Etapla del PDO: Periodo de tiempo resultante de la subdivisión del Periodo de programación.

Mercado de Ajuste de la RS: Mecanismo de mercado que complementa la Provisión Base para efectos de satisfacer las necesidades de Reserva (a subir y a bajar) para RS. El Mercado de Ajuste de la RS tendrá un horizonte temporal diario.

Período de programación: Intervalo discretizado de tiempo que coincida con el periodo del PDO o RDO, donde se programa el despacho de las unidades de generación y la RRSF.

Precio del Mercado de Ajuste: Precio de la Reserva obtenido en cada sesión de Mercado de Ajuste como la oferta más cara aceptada para cubrir la Reserva para RS. El precio es diferenciado, uno para la Reserva a subir y otro para la Reserva a bajar.

Provisión Base de la RS: Mecanismo para el aseguramiento de compromisos de Reserva para RS. Este mecanismo se complementa con el Mercado de Ajuste.

Oferta: Es la declaración voluntaria, en la Provisión Base o en el Mercado de Ajuste de la RS, de magnitud de reserva a subir y/o a bajar (MW) con sus respectivos precios (S/. /MW-mes) que realiza el titular o representante de la URS para brindar el servicio de RSF.

Regulador Maestro: programa AGC controlado por el COES que permite realizar la Regulación Secundaria de manera automática a nivel de todo el SEIN o por áreas geográficas.

Reserva Asignada: RRSF asignada a una unidad de generación mediante el procedimiento de asignación de RRSF detallado en el numeral 9 del presente procedimiento.

Reserva Asignada a la URS: Suma de las Reservas Asignadas a las unidades de generación pertenecientes a esa URS. Se compone de una Reserva Asignada a Subir, y una Reserva Asignada a Bajar.

Reserva en Control: Reserva rotante disponible en una URS y útil para Regulación Secundaria, calculada como la suma de las Reservas Regulantes de las unidades de generación de la URS que se encuentran en control. Se compone de una Reserva en Control a Subir y una Reserva en Control a Bajar.

Reserva Reconocida: parte de la Reserva en Control de una URS que el COES considera útil para Regulación Secundaria en el SEIN. Se calcula según los criterios especificados en el Anexo III.

Reserva Regulante: Reserva útil disponible en una unidad de generación para Regulación Secundaria, calculada como se especifica en el Anexo III.

Unidad de Regulación Secundaria: Unidad o conjunto de unidades de generación que pueden prestar el servicio de RSF

3.3

Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en este e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que los sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.



Asimismo, en todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

4. PRODUCTOS

- 4.1 Estudio anual (Anexo V) presentado al OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año. Este estudio considerará, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN. Este estudio anual determina lo siguiente:
 - 4.1.1 Los parámetros necesarios para los programas AGC
 - 4.1.2 Los desvíos de frecuencia admisibles y la evaluación del desempeño de la Regulación Secundaria, conforme a lo establecido en el Anexo V.
 - 4.1.3 Precio límite de Oferta aplicable al servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia correspondiente al Mercado de Ajuste aprobado por OSINERGMIN.
 - 4.1.4 La Magnitud de Reserva Total requerida por el SEIN.
- 4.2 Informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas para brindar el servicio de Regulación Secundaria, que será presentado a OSINERGMIN el día 10 del mes siguiente al mes de evaluación.
- 4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 7 del presente Procedimiento Técnico, así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación); dicha información será publicada en la página web del COES y se notificará a los integrantes cada vez que se modifiquen las características de las URS calificadas o califique una nueva URS.

5. OBLIGACIONES

5.1 Del COES:

- 5.1.1 Tener implementado el Regulador Maestro según lo establecido en el Anexo I.
- 5.1.2 Realizar un estudio anual en el que se detalle lo establecido en el Anexo V.
- 5.1.3 Realizar el informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas al servicio de Regulación Secundaria, mencionado en el numeral 4.2.
- 5.1.4 Calificar a las URS para la prestación del servicio de RSF.
- 5.1.5 Elaborar y mantener actualizado el listado de las URS calificadas para efectuar la RSF y las unidades de generación que las conforman.
- 5.1.6 Realizar el seguimiento en tiempo real del cumplimiento del servicio RSF por parte de las URS, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 10 del presente Procedimiento Técnico.
- 5.1.7 Realizar la asignación del servicio de RSF según lo establecido en el numeral 9 del presente Procedimiento.



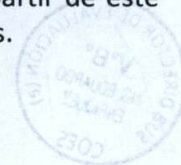
- 5.1.8 Determinar las liquidaciones económicas asociadas al servicio de RSF (Anexo IV).
- 5.1.9 El COES elaborará una Nota Técnica donde se establezcan las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento del Regulador Maestro, según lo detallado en el Anexo VI.
- 5.1.10 El COES evaluará la necesidad de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Provisión Base.

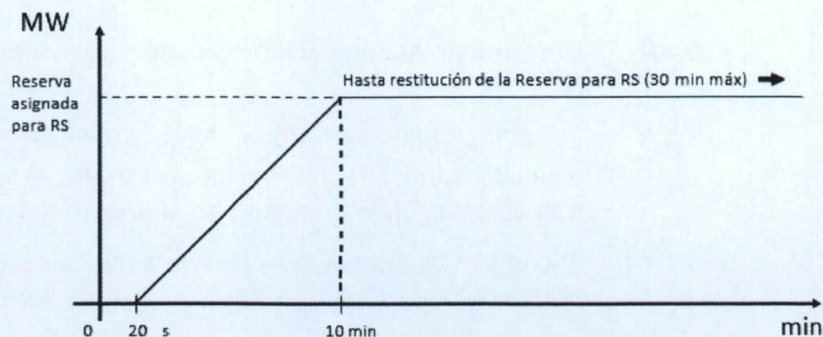
5.2 De los titulares de las URS:

- 5.2.1 Mantener actualizados los datos técnicos de todas las unidades de generación, señalados en el presente Procedimiento.
- 5.2.2 Comunicar todo evento ocurrido o acción efectuada en sus instalaciones que afecte el servicio de RSF.
- 5.2.3 El Generador representante de la URS conformada por unidades de generación de más de un Generador, asumirá la responsabilidad ante el COES por la operación de la URS que representa.
- 5.2.4 Realizar en calidad de único responsable, la reliquidación de los importes económicos percibidos por el servicio de RSF a las unidades de generación que las conforman, conforme a los acuerdos de partes establecidos entre los titulares de generación.

6. CRITERIOS PARA LA PRESTACION DE SERVICIO

- 6.1 La asignación de la reserva necesaria para la RSF a cada URS se basará en un procedimiento de asignación conjunta (PDO) con la RRSF haciendo uso de información de Oferta presentada para cada URS. Los criterios principales para esta asignación están descritos en el numeral 9.
- 6.2 Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.
- 6.3 El ajuste de los parámetros del Regulador Maestro y las condiciones de Calificación para las URS, tendrán en cuenta los siguientes requisitos mínimos exigidos a la RSF en el SEIN:
 - 6.3.1 Los valores vigentes de Delta y Delta Máxima
 - 6.3.2 La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN, que será tal que ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, deberá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.





- 6.4 Cuando en el SEIN se formen áreas geográficas aisladas eléctricamente de manera temporal por mantenimientos o contingencias se tendrá en cuenta lo siguiente:
- 6.4.1 El AGC deberá reconfigurarse automáticamente para controlar las áreas donde esté presente al menos una URS.
 - 6.4.2 Se reasignará la RRSF entre las URS de cada área geográfica según lo detallado en el numeral 9.
 - 6.4.3 El ACE será calculado de manera separada para cada área geográfica, según lo detallado en el Anexo I.
- 6.5 Las URS podrán elegir el modo de control de sus unidades de generación, entre el control individual o control conjunto (centralizado). En el caso de control conjunto, las URS tendrán la libertad de repartir la consigna recibida del AGC del COES entre sus unidades de generación.

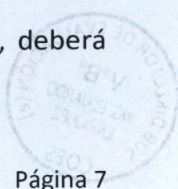
7. CALIFICACION DE RECURSOS PARA LA PROVISION DEL SERVICIO DE RSF

7.1 Requisitos para la calificación de las URS:

- 7.1.1 Una URS puede ser conformada por una o más unidades de generación. El número de empresas que pueden conformar una URS no podrá exceder a dos (2) y en ese caso, deberán designar a una de las empresas para que los represente ante el COES.
- 7.1.2 Las unidades de generación que pertenezcan a una central de generación no podrán pertenecer a más de una URS.
- 7.1.3 Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos:
 - a. Tener capacidad para recibir consignas mediante un mando remoto.
 - b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.
 - c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.
 - d. Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados la suma de los gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min.



- 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.
- 7.1.5 La URS debe contar con una respuesta suficiente, tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.3.2.
- 7.1.6 Disponer de la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar y recibir en cada Ciclo de Operación la información a intercambiar con el COES que se especifica en el numeral 5 de Anexo I. Los requisitos técnicos para esta infraestructura serán establecidos por el COES y asegurarán una disponibilidad mínima igual a la establecida en la NTIITR.
- 7.1.7 Proporcionar la información técnica necesaria de cada unidad de generación e incluirá, al menos:
- a. Bandas de potencia
 - b. Limitaciones de la Banda de potencia en caso corresponda.
- El COES podrá solicitar información técnica adicional en caso lo requiera.
- 7.1.8 Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.
- 7.1.9 Proporcionar al COES el precio a ser considerado para su oferta por defecto aplicable al Mercado de Ajuste según el numeral 9 del presente procedimiento. La magnitud de potencia de la oferta por defecto será igual a la banda de reserva habilitada.
- 7.2 Proceso de Calificación de las URS:
- 7.2.1 La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de calificación al COES.
- 7.2.2 El COES analizará si la URS cumple con los requisitos establecidos en el numeral 7.3.1 del presente Procedimiento. En caso de que el resultado del análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación para la URS dentro de los quince (15) días calendario de recibida la solicitud de la URS.
- 7.2.3 El resultado del proceso de Calificación de una URS no será impugnabile.
- 7.2.4 La calificación de una URS tendrá carácter permanente, salvo que se produzca alguna de las siguientes circunstancias que la obligará a renovar su calificación ante el COES:
- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.
 - b. Cuando se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente Procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.
- 7.2.5 La URS calificada que desee adicionar una unidad de generación, deberá enviar la solicitud de Calificación al COES.



- 7.2.6 El COES analizará si la URS con la unidad de generación adicional cumple con los requisitos establecidos en el numeral 7.1 del presente Procedimiento Técnico. En caso de que el análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación detalladas en el Anexo VII dentro de los quince (15) días calendario de recibida la solicitud de la URS.
- 7.2.7 De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el Anexo VII e indicará el día a partir del cual deberá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF.
- 7.3 Las pruebas de Calificación de las URS para brindar el servicio de RSF se detallan en el Anexo VII.

8. DETERMINACION DE LA RRSF TOTAL

- 8.1 Se establecerá por separado la magnitud de la RRSF total requerida a subir y de la RRSF total requerida a bajar.
- 8.2 Las magnitudes de la RRSF a subir y a bajar serán determinadas anualmente por el COES, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo II.

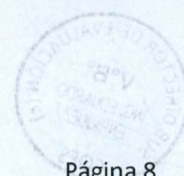
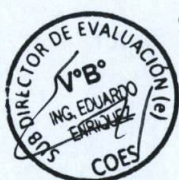
9. ASIGNACION DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 9.1 La asignación de RS se realizará a nivel de URS.
- 9.2 La asignación del servicio de Provisión Base se realizará conforme al numeral 9.5 y la asignación del Mercado de Ajuste se realizará para horizontes diarios.

La Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en la Provisión Base y que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, mientras que, con el Mercado de Ajuste, se cubrirá lo faltante.

El bloque de la Reserva comprometida en la Provisión Base se asignará en el cálculo del pago del servicio de Regulación Secundaria y se liquidará económicamente, en cualquier caso, así no se encuentre programada en la operación; según lo detallado en el numeral 2.2 del Anexo IV del presente procedimiento.

- 9.3 Si la suma de las reservas de las URS comprometidas en la Provisión Base que se encuentran operando por despacho económico y de las URS del mercado de ajuste, no llegara a cubrir el total de la RRSF requerida, el COES podrá incluir a aquellas URS que no ofertaron en el Mercado de Ajuste que se encuentren disponibles considerando sus respectivas ofertas por defecto y a las URS de la Provisión Base que no se encuentren operando con la finalidad de cubrir la RRSF faltante o, si lo considerase pertinente, el COES podrá disminuir la magnitud de reserva para RSF requerida por el sistema.
- 9.4 La Reserva asignada mediante Provisión Base y Mercado de Ajuste tendrán la misma calidad requerida. En ambos casos las ofertas se expresarán en Soles por kW-mes (S//kW-mes).
- 9.5 Provisión Base de la RS:



- 9.5.1 El COES evaluará la necesidad de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Provisión Base, luego de lo cual podrá convocar el proceso de subasta. El periodo de adjudicación por subasta será semestral.
- 9.5.2 Los días 15 del mes anterior del inicio del periodo a adjudicar, el COES publicará el periodo de adjudicación, la magnitud de la Provisión Base total requerida y el precio máximo de oferta conforme a lo indicado en el numeral 9.5.9.
- 9.5.3 Las ofertas para la Provisión Base de RS serán presentadas al COES por el titular o representante de la URS hasta las 16:00 horas del último lunes del mes, antes del inicio del periodo convocado, en los medios y formas que establezca el COES en su convocatoria.
- 9.5.4 Las magnitudes de las reservas y precios de las URS ofertadas no serán reveladas a ningún participante hasta la publicación de los resultados.
- 9.5.5 Los resultados de las adjudicaciones de las URS serán publicados a las 19:00 horas del último lunes del mes en los medios y formas que establezca el COES.
- 9.5.6 La magnitud ofertada para la Provisión Base podrá ser diferente para la Reserva a subir y la Reserva a bajar. Estas magnitudes ofertadas tendrán como máximo 02 decimales.
- 9.5.7 La magnitud ofertada de la reserva a subir y la reserva a bajar de cada URS en la subasta de Provisión Base debe ser menor o igual a la magnitud de reserva a subir y la reserva a bajar requerida en la convocatoria respectivamente. Asimismo, la magnitud ofertada de las reservas a subir y bajar de cada URS deberá tener en cuenta los límites de su banda de regulación habilitada para efectuar el servicio de RSF a través del AGC del COES.
- 9.5.8 Se podrá ofertar un precio diferente para la Reserva a subir y la Reserva a bajar los cuales deberán ser mayores o iguales a cero.
- 9.5.9 El precio máximo del proceso de asignación es único, sin diferenciarse por tecnología y expresado en S/. /kW-mes. Este precio será establecido por el COES y puesto en conocimiento en la convocatoria.
- 9.5.10 Es obligación del(los) adjudicatario(s) lo relacionado a la disponibilidad de su(s) banda(s) para la prestación del servicio de RS, en las cantidades comprometidas adjudicadas.
- 9.5.11 Los participantes para la Provisión Base de RS deberán contar con su URS calificada para participar en el mecanismo de subasta.
- 9.5.12 Como resultado de la asignación conjunta realizada en el PDO detallado en el numeral 6, la cantidad de reserva asignada será como mínimo igual a la reserva ofertada mencionada en el numeral 9.5.6, siempre que no tenga una indisponibilidad comunicada y sustentada según los plazos de entrega de información establecidos en el Procedimiento Técnico N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo" y el Procedimiento Técnico N° 06



“Reprogramación de la Operación Diaria” o el que lo reemplace y en caso corresponda.

9.6 Mercado de Ajuste de la RS:

- 9.6.1 Las ofertas de la RSF en el mercado de Ajuste para la elaboración del PDO serán presentadas al COES por el titular o representante de la URS hasta las 9:00 am del día anterior a la asignación, en los medios y formas que establezca el COES.
- 9.6.2 La magnitud de reserva de la Oferta (MW) tendrá como máximo 02 decimales y, los precios de Oferta (S/. /kW-mes) deberán ser mayores o iguales a cero.
- 9.6.3 En caso de ausencia de Ofertas, el COES tomara la oferta por defecto más reciente depositada por la URS. El precio de la oferta por defecto para el Mercado de Ajuste de cada URS, podrá ser actualizada de manera mensual.
- 9.6.4 Los precios de las Ofertas; no superarán el precio límite de Oferta aprobados por OSINERGMIN ni podrán ser menores a cero (0).
- 9.6.5 OSINERGMIN aprobará anualmente el precio límite de Oferta admitidos para la RSF correspondiente al Mercado de Ajuste, teniendo en cuenta el estudio del COES mencionado en el Anexo V.
- 9.6.6 La asignación de la RRSF se realizará en un horizonte diario y para cada Etapa del PDO.
- 9.6.7 El COES realizará una asignación conjunta del PDO con la RRSF publicando tras ello la información de la Reserva Asignada a cada unidad de generación dentro de la URS. El proceso de asignación conjunta tendrá en cuenta las indisponibilidades comunicadas.

9.7 Reparto de RRSF por Déficit de Reserva:

- 9.7.1 En caso de que se presente un Déficit de Reserva, éste se repartirá a otras URS que dispongan de una Reserva en Control mayor a la Reserva Asignada. Este reparto se realizará según lo especificado en los numerales 1.10 y 1.11 del Anexo III y pasará a formar parte de su Asignación de Reserva.

10. SEGUIMIENTO DEL SERVICIO EN TIEMPO REAL

- 10.1 El COES realizará un seguimiento en tiempo real del servicio brindado por las URS con objeto de comprobar la prestación adecuada de dicho servicio, salvo en caso de que el AGC del COES esté indisponible (estado OFF del AGC del COES, según lo especificado en el numeral 5.1 del Anexo I).
- 10.2 En cada Ciclo de Operación, el seguimiento comprobará lo siguiente:
 - 10.2.1 La Reserva en Control total en cada URS es igual o superior a la Reserva Asignada total para esa URS. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS o DRB, conforme a los numerales 1.6 y 1.7 del ANEXO III.
 - 10.2.2 La respuesta dinámica de la URS en su conjunto es Aceptable según los criterios y metodología detallados en el Anexo III. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS y DRB igual al total de su Reserva



Asignada, y se declarará el estado de la URS como INACTIVO conforme a lo detallado en el ANEXO I.

11. LIQUIDACION DEL SERVICIO

- 11.1 El COES calculará las compensaciones económicas a pagar a los prestatarios del servicio de RSF.
- 11.2 Todos los términos económicos de la prestación del servicio deberán ser calculados de la misma manera en la Provisión Base y en el Mercado de Ajuste de la RS, significando esto que las condiciones de provisión del servicio y las exigencias de calidad son exactamente las mismas para ambos modos de provisión.
- 11.3 El servicio prestado para la RSF será liquidado por el COES y se incluirá como una compensación en el informe mensual LSCIO en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N°10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" o el que lo reemplace, considerando para estos efectos al Generador titular o aquel que represente a la URS ante el COES.
- 11.4 La liquidación económica del servicio prestado se realizará conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento.
- 11.5 La remuneración del servicio de RSF se efectuará con independencia de la prestación simultánea por parte de la unidad de generación de otros Servicios Complementarios.
- 11.6 Asignación del Costo de la RSF:
El pago del monto de las compensaciones asociadas a las unidades de generación programadas para prestar el servicio de RSF, será asignado conforme al detalle indicado en el Anexo IV del presente Procedimiento.
- 11.7 La compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF será determinada conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" o el que lo sustituya. Esta compensación no considerará la energía asociada a la Generación Mínima Técnica.

12. EVALUACIÓN GLOBAL DEL SERVICIO

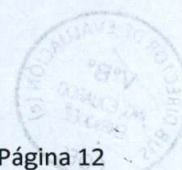
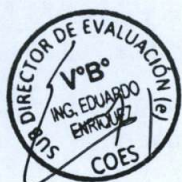
- 12.1 La evaluación global del servicio consistirá en un estudio individualizado de los períodos de operación ante grandes perturbaciones, y un estudio estadístico del resto considerados como períodos de operación normal.
- 12.2 Se considerará período de operación ante una gran perturbación a los 10 minutos inmediatamente posteriores a fallas por desconexión de generación, o a conexiones/desconexiones de carga mayores al 50% de la RRSF.
- 12.3 Para los períodos de operación normal, se calculará el desvío de frecuencia en cada Ciclo de Operación. Se considerará que el servicio de RSF es satisfactorio si el desvío de frecuencia se mantiene en la Banda Central para al menos el 95% de los ciclos.
- 12.4 Para los períodos de operación ante grandes perturbaciones, se considerará que el servicio de RSF es satisfactoria si la evolución dinámica de la frecuencia se mantiene dentro la Banda Dinámica admisible.



- 12.5 La Banda Dinámica aplicable a cada perturbación se calculará en función del volumen de la perturbación, esto es, la magnitud de la desconexión de generación que dio lugar a la perturbación.
- 12.6 La metodología para calcular la Banda Dinámica admisible será establecida por el COES, con las siguientes limitaciones:
- 12.6.1 El rango de variación de la frecuencia no podrá superar en ningún punto el desvío de frecuencia máximo, que será el menor valor entre:
- El desvío de frecuencia máximo esperado, dado el volumen de la perturbación y la Característica de Frecuencia mínima en el SEIN;
 - El desvío de frecuencia máximo admisible ante grandes perturbaciones, dado por el valor de la Delta Máxima admisible.
- 12.6.2 La frecuencia deberá converger a la Banda Central en un tiempo no superior a 10 minutos.
- 12.7 Si el servicio de RSF es considerado no satisfactoria según los criterios detallados en los numerales 12.4 y 12.5, el COES propondrá a OSINERGMIN las medidas correctoras necesarias en el estudio indicado en el Anexo V.

ANEXOS

Anexo	Descripción
I	METODOLOGÍA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO MEDIANTE EL AGC
II	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA
III	METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA RESERVA
IV	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES ECONÓMICAS DEL SERVICIO DE RSF
V	ESTUDIO ANUAL
VI	CONTENIDO DE LA NOTA TÉCNICA
VII	PRUEBAS DE CALIFICACIÓN DE LAS URS
VIII	LINEAMIENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA PROVISIÓN PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA



ANEXO I

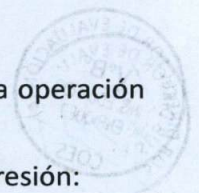
METODOLOGÍA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO MEDIANTE EL AGC

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 La RSF en el SEIN se realizará de manera centralizada, mediante el AGC (Regulador Maestro) bajo control y responsabilidad del COES.
- 1.2 El objetivo del programa AGC será mantener la frecuencia del SEIN y el intercambio neto con otros sistemas en sus valores de referencia.
- 1.3 Existirá un programa AGC primario y uno secundario configurados de forma idéntica funcionando en paralelo. El AGC secundario estará preparado para tomar el control en cualquier momento.
- 1.4 El COES definirá áreas geográficas, y las actualizará anualmente en el estudio indicado en el Anexo V, considerando que debe haber al menos una URS calificada en cada área geográfica.
- 1.5 Cuando un área geográfica se aisle, el AGC se reconfigurará automáticamente para efectuar el control de cada área en las que identifique por lo menos una URS operativa y una señal de frecuencia válida.
- 1.6 El programa AGC secundario conmutará con el programa AGC primario cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:
 - 1.6.1 Pérdida de capacidad operacional del programa AGC primario.
 - 1.6.2 Cuando el COES lo considere necesario.
- 1.7 El programa AGC enviará consignas directas de potencia a las URS, en función del ACE y de la Reserva para RSF para el conjunto de unidades de generación en control de cada URS.
- 1.8 Los programas AGC del COES, y de las URS que cumplan los requisitos de regulación propia calcularán un Error de Control de Área (ACE) y lo filtrarán mediante un regulador proporcional-integral (PI) para calcular la consigna general del área.
- 1.9 Las especificaciones técnicas de los programas AGC primario y secundario, sus sistemas informáticos de soporte, y sus requisitos de mantenimiento, serán establecidos por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI, atendiendo a lo siguiente:
 - 1.9.1 El sistema informático de soporte será redundante con capacidad de conmutación en caliente asegurando una disponibilidad de al menos el 99,95% en lo que se refiere a la función AGC.
 - 1.9.2 Los equipos de medida de frecuencia y potencia neta por las interconexiones serán redundantes, permitirán la conmutación automática ante fallo de la fuente primaria y asegurarán en conjunto una disponibilidad, incluyendo las comunicaciones, de al menos igual a la establecida en la NTIITR.

2. CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO TOTAL

- 2.1 El requerimiento normal el Bloque de Control del AGC será para el SEIN. La operación por áreas geográficas se detalla en el numeral 4 del presente Anexo.
- 2.2 En cada ciclo se calculará primero el ACE del SEIN mediante la siguiente expresión:



$$ACE = P_{med} - P_{prog} + K_{BC}(f_{med} - f_0)$$

Donde:

P_{med} : Potencia neta que fluye por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

P_{prog} : Potencia neta programada por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

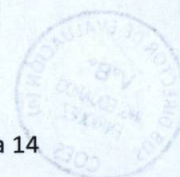
K_{BC} : Factor K que estima la Característica de Frecuencia del bloque de control (MW/Hz).

f_{med} : Frecuencia del sistema medida (Hz).

f_0 : Frecuencia de referencia (Hz).

- 2.3 En la expresión del numeral 2.2 el signo de K_{BC} será positivo, y se considerará sentido positivo de las potencias netas por las interconexiones cuando el intercambio sea exportador.
- 2.4 Eventualmente el ACE del SEIN podrá controlar únicamente la frecuencia mientras no exista o estén fuera de servicio interconexiones internacionales síncronas con otros sistemas.
- 2.5 El factor K_{BC} será calculado mediante una estimación por exceso de la Característica de Frecuencia media del sistema.
- 2.6 En operación normal el bloque de Control será el conjunto del SEIN. En operación por áreas habrá un Bloque de Control por cada área. La operación por áreas geográficas se detalla en el numeral 4 del presente Anexo.
- 2.7 En caso de pérdida de comunicación entre el COES y una URS que opera en un área geográfica aislada la URS constituirá un Bloque de Control y calculará su propio ACE teniendo en cuenta solo el desvío de frecuencia
- 2.8 El ACE podrá ser filtrado antes de pasar al regulador PI para establecer bandas muertas, límites, suavizados, etc. La definición precisa de este proceso de filtrado se basará en estudios realizado por el COES, y se especificará en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.9 Las constantes de ganancia (β) y constante de tiempo (τ) del regulador PI serán calculadas por el COES anualmente en el estudio indicado en el Anexo V manteniéndose dentro de los intervalos $\beta \in [0; 0,75]$ y $\tau \in [20 \text{ s}; 200 \text{ s}]$.
- 2.10 El requerimiento total a las URS depende de calificación en tiempo real del estado de las mismas. Los posibles estados para cada URS son los siguientes:

Estado	Descripción
ACTIVO	Es el estado normal de operación. La URS participa en el control y el seguimiento que hace el COES es satisfactorio.



Estado	Descripción
INACTIVO	La URS está conectada al sistema de control del COES, pero el AGC no cuenta con ella para la regulación, debido a: a. Un seguimiento no satisfactorio. Los criterios para declarar el seguimiento no satisfactorio se detallan en el numeral 10 y el Anexo III del presente procedimiento Técnico. b. Calidad deficiente de las comunicaciones entre la URS y el COES. Los criterios para declarar las comunicaciones como deficientes serán establecidos por el COES. c. La Reserva Asignada a la URS es nula por no haber salido asignada en el despacho conjunto PDO más Reserva para RS.
DESCONECTADO	La URS ha enviado una señal de desconexión al COES.
DESCONECTADO_COES	EL COES ha desconectado manualmente a la URS, por razones ajenas al comportamiento de la URS.

2.11 El resultado del regulador PI constituye el Incremento de Potencia Total Requerida para el SEIN para las URS (ΔP_{req}). El requerimiento total será la Potencia Requerida para las URS en el SEIN (P_{req}), calculada como la suma de la Potencia Actual de las URS en el SEIN y el ΔP_{req} . La Potencia Actual en cada URS i ($P_{act,i}$) se entenderá como la generada en tiempo real.

2.12 La P_{act} en el SEIN es la suma de la potencia actual de todas las URS en estado ACTIVO.

3. CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO PARA CADA URS

- 3.1 Se calcula Potencia Actual en cada URS i ($P_{act,i}$) como la suma de las potencias actuales de cada una de las unidades de generación que forman parte de la URS.
- 3.2 Se calcula Potencia Sostenida en cada URS i ($P_{sos,i}$) como la suma de los valores del PDO asignados a cada una de las unidades de generación que forman parte de la URS.
- 3.3 Se calcula la Potencia Sostenida en el SEIN (P_{sos}) como la suma de la Potencia Sostenida en todas las URS en estado ACTIVO.
- 3.4 Se calcula la Potencia Temporal para el SEIN (P_{tem}) como la diferencia entre la Potencia Total Requerida para el SEIN (P_{req}) y la Potencia Sostenida en el SEIN (P_{sos}).
- 3.5 Se calcula la Reserva Reconocida de cada URS (RR_i), igual a la Reserva Reconocida a Subir de la URS si $P_{tem} > 0$ o igual a la Reserva Reconocida a Bajar de la URS si $P_{tem} < 0$.
- 3.6 Se calcula RR_{SEIN} la suma de las Reservas Reconocidas de todas las URS.
- 3.7 Se limita el valor absoluto de Potencia Temporal para el SEIN a RR_{SEIN} .

$$Si |P_{tem}| > RR_{SEIN} \Rightarrow P_{tem} = RR_{SEIN} * sgn(P_{tem})$$

Donde $sgn()$ es la función signo.

- 3.8 Se calcula la Potencia Temporal para cada URS i ($P_{tem,i}$) repartiendo la Potencia Temporal para el SEIN entre las URS en estado ACTIVO, conforme a lo siguiente:

$$P_{tem,i} = (RR_i \div RR_{SEIN}) \times P_{tem}$$

Donde:



RR_i : Reserva Reconocida de la URS, igual a la Reserva Reconocida a Subir de la URS si $P_{tem} > 0$ o igual a la Reserva Reconocida a Bajar de la URS si $P_{tem} < 0$.

- 3.9 Se calcula el requerimiento para cada URS i ($P_{req,i}$) como la suma de su Potencia Sostenida ($P_{sos,i}$) y su Potencia Temporal ($P_{tem,i}$).

4. OPERACIÓN POR AREAS GEOGRÁFICAS

- 4.1 En caso de que haya URS con sus unidades de generación distribuidos en varias áreas geográficas, el AGC las reconfigurará adecuadamente para que cada nueva URS esté ubicada únicamente en un área.
- 4.2 El AGC controlará el desvío de las interconexiones internacionales, calculando una señal de Error de Control Adicional (ECA).
- 4.3 El ECA se repartirá entre los Bloques de Control de modo proporcional a la Reserva disponible en cada URS.
- 4.4 El cálculo del requerimiento total para cada bloque de control y para cada URS dentro del bloque se hará con los mismos criterios generales detallados en los numerales 2 y 3 del presente Anexo.

5. INFORMACIÓN A INTERCAMBIAR EN TIEMPO REAL

- 5.1 La lista completa de información a intercambiar entre las URS y el COES será especificada por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. Como mínimo esta lista incluirá las siguientes señales:

Variables con origen el COES	Variables con Origen las URS
Estado declarado del AGC del COES (ON/OFF)	Estado declarado de las URS (ON/OFF)
P_{req} para cada URS	Estado de control de la unidad de generación
La calificación de estado de cada URS	Potencia actual generada en tiempo real por cada unidad de generación
	Límite superior declarado en tiempo real de cada unidad de generación
	Límite inferior declarado en tiempo real de cada unidad de generación



ANEXO II

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA

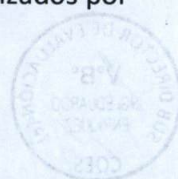
1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 La magnitud de la reserva destinada a la regulación secundaria, por desviaciones de demanda, se calculará en base a errores estadísticos medio horario de previsión de la demanda.
- 1.2 En caso de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) del tipo no gestionable (eólico, solar, mareomotriz) la magnitud de reserva destinada a la RS, también deberá contemplar el error estadístico medio horario de la proyección de dicha generación.
- 1.3 Para el caso de áreas aisladas, el valor de la RRSF será igual al 5% de la mayor demanda pronosticada para dicha área durante el periodo que ésta se encuentre aislada.

2. METODOLOGÍA

Se calculará el error estadístico horario en la previsión de la demanda, en términos relativos del programa diario de operación (PDO), de la siguiente manera:

- 2.1 Se considera una base histórica de los últimos doce meses previos a la fecha de la realización del Informe Anual.
- 2.2 Se obtienen las desviaciones de la demanda real respecto de la demanda programada en el PDO o el reprograma de ser el caso. Se excluyen los periodos donde se presentó desconexión de carga debido a fallas de generación o transmisión.
- 2.3 Se separa la serie de desviaciones en la serie de desviaciones positivas (Serie DP=PDO-Demanda Real >0) y la serie de desviaciones negativas (Serie DN=PDO-Demanda Real <0).
- 2.4 Se asume que el error de predicción de ambas series posee una distribución estadística del tipo normal truncada por la izquierda en 0 para DP y por la derecha en 0 para DN. La magnitud de reserva para RSF requerida se determina como la potencia necesaria para cubrir una desviación de demanda correspondiente a un determinado nivel de confianza p, el cual no deberá ser inferior al 90%, y que será propuesto por el COES en el estudio anual mencionado en el Anexo V.
- 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 se determina la magnitud de reserva para RSF correspondiente a este tipo de generación.
- 2.6 La magnitud de la Reserva destinada a la RSF será igual a la suma de las magnitudes determinadas en los numerales 2.4 y 2.5 del presente Anexo.
- 2.7 En caso el COES considere necesario, los cálculos anteriores podrán ser realizados por bloques horarios (mínima, media y máxima) o subdivisiones menores.



ANEXO III

METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA RESERVA

1. CALCULO DEL VOLUMEN DE RESERVA

- 1.1 Se calculará el total del Déficit de Reserva de cada URS como la suma de los DRS y DRB según la siguiente metodología:
- 1.2 Se calcula la Reserva Asignada de la URS como la suma de las Reservas Asignadas a sus unidades de generación en el despacho de Regulación Secundaria, distinguiendo entre Reserva a Subir y Reserva a Bajar:

$$RAS_i = \sum_{j=1}^{NS_i} RAS_j \quad RAB_i = \sum_{j=1}^{NB_i} RAB_j$$

Donde:

NS_i : Número de grupos con RAS en la URS i.

NB_i : Número de grupos con RAB en la URS i.

RAS_j : Reserva a Subir Asignada a la unidad de generación j (≥0).

RAB_j : Reserva a Bajar Asignada a la unidad de generación j (≥0).

- 1.3 Se calcula la Reserva Regulante de cada unidad de generación perteneciente a la URS como la Reserva útil para regulación, que se certifica en las pruebas de Calificación, minorada por los límites más restrictivos que la URS pueda presentar para cada unidad de generación (LSD, LID), distinguiendo entre Reserva Regulante a Subir y Reserva Regulante a Bajar.

- a. Se corrigen los Límites Declarados, si no son coherentes:

$$Si LID_j > LSD_j \rightarrow LID_j = LSD_j = PO_j$$

- b. Se calculan las Reservas Regulantes:

$$\begin{cases} RRS_j = \min(LSD_j - PO_j, LSR_j - PO_j) & si LID_j \leq PO_j \\ RRS_j = \min(LSD_j - LID_j, LSR_j - PO_j) & si LID_j > PO_j \end{cases}$$
$$\begin{cases} RRB_j = \min(PO_j - LID_j, PO_j - LIR_j) & si LSD_j \geq PO_j \\ RRB_j = \min(LSD_j - LID_j, PO_j - LIR_j) & si LSD_j < PO_j \end{cases}$$

Donde:

RRS_j : Reserva Regulante a Subir de la unidad de generación j.

RRB_j : Reserva Regulante a Bajar de la unidad de generación j.

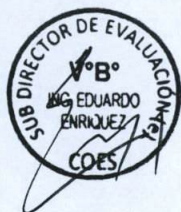
PO_j : Programa de Operación de la unidad de generación j.

LSD_j : Límite superior declarado de la unidad de generación j.

LSR_j : Límite Superior Regulante teórico de la unidad de generación j, obtenido en la calificación según lo detallado en el numeral 7.1 del presente Procedimiento.

LID_j : Límite inferior declarado de la unidad de generación j.

LIR_j : Límite Inferior Regulante teórico de la unidad de generación j, obtenido en la calificación según lo detallado en el numeral 7.1 del presente Procedimiento.



- 1.4 Si alguno de los valores de RRS_j y RRB_j resultan negativos se toman iguales a cero.
- 1.5 Se calcula la Reserva en Control de la URS i como la suma de las Reservas Regulantes que aportan las unidades de generación pertenecientes a la URS y que están en control, distinguiendo entre RCS y RCB.

$$RCS_i = \sum_{j=1}^{NC_i} RRS_j \quad RCB_i = \sum_{j=1}^{NC_i} RRB_j$$

Donde:

- NC_i : Número de grupos en control en la URS i .
- RRS_j : Reserva Regulante a Subir de la unidad de generación j .
- RRB_j : Reserva Regulante a Bajar de la unidad de generación j .

- 1.6 Se calcula la Reserva Reconocida de la URS i , distinguiendo entre Reserva Reconocida a Subir (RRS) y Reserva Reconocida a Bajar (RRB):

$$\begin{cases} RRS_{i0} = RCS_i & \text{si } RCS_i \leq RAS_i \\ RRS_{i0} = RAS_i & \text{si } RCS_i > RAS_i \end{cases}$$

$$\begin{cases} RRB_{i0} = RCB_i & \text{si } RCB_i \leq RAB_i \\ RRB_{i0} = RAB_i & \text{si } RCB_i > RAB_i \end{cases}$$

- 1.7 Se calcula el Déficit de Reserva de la URS i , distinguiendo entre DRS y DRB:

$$\begin{cases} DRS_i = RAS_i - RRS_i & \text{si } RAS_i \geq RRS_i \\ DRS_i = 0 & \text{si } RAS_i < RRS_i \end{cases}$$

$$\begin{cases} DRB_i = RAB_i - RRB_i & \text{si } RAB_i \geq RRB_i \\ DRB_i = 0 & \text{si } RAB_i < RRB_i \end{cases}$$

- 1.8 El total del Déficit de Reserva para todo el sistema se reparte entre las URS sin déficit y con superávit de reserva física (diferencia positiva entre Reserva en Control y Reserva Asignada), utilizando el mecanismo de asignación de RRSF previsto en el numeral 9.3 del presente Procedimiento.
- 1.9 Se calculan los Déficit de Reserva compensables a subir (DRCS) y Déficit de Reserva compensables a bajar (DRCB):

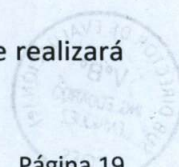
$$\begin{cases} DRCS = \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) & \text{si } \sum_j^{NU} DRS_j > \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) \\ DRCS = \sum_j^{NU} DRS_j & \text{si } \sum_j^{NU} DRS_j \leq \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) \end{cases}$$

$$\begin{cases} DRCB = \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) & \text{si } \sum_j^{NU} DRB_j > \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \\ DRCB = \sum_j^{NU} DRB_j & \text{si } \sum_j^{NU} DRB_j \leq \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \end{cases}$$

Donde:

- NU : Número de URS en el SEIN en estado ACTIVO.

- 1.10 El recálculo de las Reservas Reconocidas de cada URS con superávit físico se realizará de la siguiente manera:



$$\begin{cases} RRS_i = RRS_{i0} + \frac{(RCS_i - RAS_i)}{\sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j)} * DRCS \\ RRB_i = RRB_{i0} + \frac{(RCB_i - RAB_i)}{\sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j)} * DRCB \end{cases}$$

- 1.11 Se calcula el Superávit de Reserva de la URS i, distinguiendo entre superávit de reserva a subir (SRS) y superávit de reserva a bajar (SRB):

$$\begin{cases} SRS_i = RRS_i - RAS_i & \text{si } RAS_i \leq RRS_i \\ SRS_i = 0 & \text{si } RAS_i > RRS_i \end{cases}$$

$$\begin{cases} SRB_i = RRB_i - RAB_i & \text{si } RAB_i \leq RRB_i \\ SRB_i = 0 & \text{si } RAB_i > RRB_i \end{cases}$$

2. SEGUIMIENTO DE LA RESPUESTA

- 2.1 En cada Ciclo de Operación se declarará la respuesta dinámica de la URS como Aceptable o No Aceptable, según la siguiente metodología:
- 2.2 Se calcula la respuesta dinámica teórica de la URS, como la potencia que debería estar generando la URS ($P_{mod,i}$) en respuesta a los requerimientos del COES ($P_{req,i}$)
- 2.3 La respuesta dinámica teórica de la URS ($P_{mod,i}$) en un ciclo n se calculará como incremento de generación teórica respecto al valor de la respuesta dinámica teórica en el ciclo anterior n-1, salvo que se cumplan la condición para inicializar de valor, en cuyo caso será igual a la potencia actual de la URS según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.
- 2.4 La condición para inicializar el valor de la respuesta dinámica teórica de la URS en un ciclo n será que haya un cambio en el estado de la URS entre el ciclo n-1 y el ciclo n salvo en el cambio de ACTIVO a INACTIVO.
- 2.5 Si la URS está en estado INACTIVO no se calculará $P_{req,i}$, de modo que, a efectos de cálculo de la respuesta dinámica teórica de la URS, se tomará como $P_{req,i}$ el último valor calculado mientras la URS estuvo en estado ACTIVO.
- 2.6 La metodología para calcular el incremento de generación que determina la respuesta dinámica teórica de la URS en un ciclo de operación será especificada por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.7 Se calculará el error de respuesta (ER_i) como la desviación entre la potencia que debería estar generando y la potencia actual de la URS:

$$ER_i = |P_{mod,i} - P_{act,i}|$$

Donde:

$P_{mod,i}$: Potencia dinámica teórica de la URS i.

$P_{act,i}$: Potencia actual de la URS i, calculada según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.

Este valor es procesado mediante un filtro de primer orden con una constante de tiempo T1 y se limita su valor absoluto mediante una constante ER_MAX.

- 2.8 Si el error de respuesta es mayor al valor ER_MAX, se declara la condición de respuesta No Aceptable y el control de ésta es suspendido, hasta que regrese al umbral predefinido. En caso contrario, se declara la condición de respuesta Aceptable.



- 2.9 Los valores de T1 y ER_MAX serán especificados por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.



ANEXO IV

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES ECONÓMICAS DEL SERVICIO DE RSF

1. ESTRUCTURA GENERAL DE LA LIQUIDACIÓN

- 1.1 La liquidación económica de la provisión del servicio de RS estará constituida por el mismo conjunto de términos, sea el servicio satisfecho mediante Provisión Base o mediante la concurrencia a Mercado de Ajuste.
- 1.2 Los términos de la liquidación económica de la provisión del servicio de RSF son los siguientes:

DERECHOS DE COBRO

- 1.2.1 Costo de Oportunidad (CO).
- 1.2.2 Asignación de Reserva (AR)
- 1.2.3 Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (CA)

OBLIGACIONES DE PAGO

- 1.2.4 Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS).
- 1.3 La liquidación económica de cada URS "u" que provee el servicio en un determinado mes será calculada con la siguiente fórmula de liquidación:

$$LIQ_u = CO_u + AR_u + CA_u - PRNS_u$$

- 1.4 Cada Participante i efectuará un pago mensual por RSF conforme a la siguiente fórmula:

$$PRS_i = \sum_{d=1}^D \frac{(CO_{u,d} + AR_{u,d} + CA_{u,d} - PRNS_{u,d})}{\sum_g^{N_g} G_{g,d}} \times G_{i,d}$$

Donde:

- PRS_i : Pago mensual del Participante i por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
- i : Participante i
- D : Número total de días d del mes
- N_g : Número total de Participantes.
- $AR_{u,d}$: Derecho de cobro por Asignación de Reserva de la URS u en el día d
- $PRNS_{u,d}$: Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d
- $CA_{u,d}$: Derecho de cobro por Compensación de Costos operativos Adicionales de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.7 del presente Procedimiento
- $CO_{u,d}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el día d



- $G_{i,d}$: Producción de energía del Participante Generador i durante el día d, o Retiro durante el día d para el caso del Participante Distribuidor i o Participante Gran Usuario i.
- $G_{g,d}$: Producción de energía del Participante Generador g durante el día d, o Retiro durante el día d para el caso del Participante Distribuidor g o Participante Gran Usuario g.

- 1.5 El término de Asignación de Reserva de la liquidación del servicio prestado para la RSF se calculará para todos los periodos de prestación del servicio. En caso el AGC del COES se encuentre indisponible para ser utilizado, el COES podrá utilizar para sus cálculos la mejor información disponible, aplicando los criterios técnicos que considere pertinente.

2. TÉRMINOS DE LA LIQUIDACIÓN

- 2.1 **COSTO DE OPORTUNIDAD:** El costo de oportunidad será calculado por el COES para las unidades de generación proveedores del servicio de RS en cada periodo diario de programación del PDO. El costo de oportunidad representa la diferencia del beneficio neto obtenido por una unidad de generación en el programa de producción de energía durante un periodo de programación, motivado por la necesidad de despachar a este en un punto de funcionamiento con producción inferior para permitirle la provisión de la RS que se le asigna.

Para el cálculo de este término el COES realizará una asignación del PDO sin tener en cuenta la provisión de Reserva para RS, posteriormente se realizará la asignación conjunta de PDO y Reserva. Para aquellas URS (u) cuyo PDO resultó ser inferior debido a su obligación de proveer servicio de RS, el costo de oportunidad en un Período de programación se calculará como la diferencia del beneficio neto obtenido de ambas asignaciones:

$$CO_{u,t} = \text{máximo}((PDO_{s,u,t} - PDO_{c,u,t}), 0) \times (CMgCP_{u,t} - CV_{u,t}) \times 0.5$$

$$\text{Si } CO_{u,t} < 0 \text{ entonces } CO_{u,t} = 0$$

$$CO_{u,d} = \sum_t^T CO_{u,t}$$

Donde:

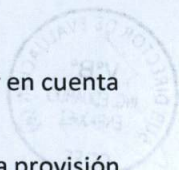
- t : Período de programación.
- $CO_{u,t}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el periodo t.
- $CO_{u,d}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el día d.

$PDO_{s,u,t}$: Programa Diario de Operación preliminar de la URS u, calculado sin tener en cuenta la provisión de RS en el sistema.

$PDO_{c,u,t}$: Programa Diario de Operación de la URSu, calculado teniendo en cuenta la provisión de RS en el sistema.

$CMgCP_{u,t}$: Costo Marginal de Corto Plazo de la barra de bornes de generación, correspondiente a la URS u en el periodo t

$CV_{u,t}$: Costo variable de la URS u en el periodo t.



2.2 ASIGNACIÓN DE RESERVA

El derecho de cobro por el término de Asignación de Reserva será calculado con la siguiente fórmula:

$$AR_{u,d} = RAS_{u,d} \times PRS_d + RAB_{u,d} \times PRB_d$$

$$AR_{u,d} = RAS_{u,d_{M.A.}} \times PRS_{d_{M.A.}} + RAB_{u,d_{M.A.}} \times PRB_{d_{M.A.}} + RA_{u,p_{P.B.}} \times PR_{u,p_{P.B.}}$$

Donde:

$RAS_{u,d_{M.A.}}, RAB_{u,d_{M.A.}}$: Reserva Asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS u proveniente del Mercado de Ajuste de la RS en el día d.

$RA_{u,d,p_{P.B.}}$: Reserva Asignada de la URS u para el día d proveniente de la Provisión Base de la RS en el periodo vigente de su adjudicación p.

$PRS_{d_{M.A.}}, PRB_{d_{M.A.}}$: Precio del Mercado de Ajuste para el día d multiplicado por 1/30.

$PR_{u,d,p_{P.B.}}$: Precio de la URS u para el día d proveniente de la Provisión Base de la RS en el periodo vigente de su adjudicación p multiplicado por 1/30.

2.3 PAGO POR RESERVA NO SUMINISTRADA

En el caso de que una URS incurra en Déficit de Reserva, dicho déficit será considerado como una reserva no suministrada en el sistema (RNS). La RNS deberá ser pagada por el titular o el representante de la URS con Déficit de Reserva por cada periodo diario.

El pago por RNS (PRNS) se determina conforme a lo siguiente:

$$PRNS_{u,d} = (DRS_{u,d} + DRB_{u,d}) \times PrRNS_d$$

Donde:

$PRNS_{u,d}$: Pagos por reserva no suministrada realizados por la URS u en el día d.

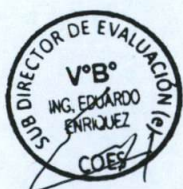
$RDS_{u,d}, DRB_{u,d}$: Déficits de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS u en el día d

$PrRNS_d$: Precios aplicables a la RNS correspondiente al precio límite de Oferta establecido en el numeral 4.1.3, vigente en el día d, multiplicados por 1/30.



ANEXO V
INFORME ANUAL

1. Realizar un estudio anual en el que se detalle lo siguiente:
 - a. Los resultados de la evaluación general del desempeño de la RSF detallada en el numeral 12 del presente Procedimiento.
 - b. Los desvíos de frecuencia admisibles en el SEIN en operación normal y ante grandes perturbaciones (Delta y Delta Máxima). En caso de la determinación del Delta, se tendrá en consideración el límite superior especificado en el literal i) del numeral 7.6.3 del Procedimiento Técnico COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN".
 - c. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II.
 - d. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en el Regulador Proporcional-Integral del Regulador Maestro del COES, tanto para la configuración de todo el SEIN como para la configuración por áreas geográficas.
 - e. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en los reguladores de las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia.
 - f. Los factores K_{BC} que estiman las Características de Frecuencia medias de los Bloques de Control correspondientes al SEIN, las áreas geográficas y las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia, tal y como se especifica en el numeral 2 del Anexo I.
 - g. La Característica de Frecuencia mínima en el SEIN, considerando los efectos del comportamiento de la carga y la RPF.
 - h. El precio límite de Oferta aplicables al servicio de RSF.
 - i. La definición de las áreas geográficas predeterminadas, según las cuales estará configurado el programa AGC secundario, como se indica en el Anexo I.
 - j. El nivel de confianza p para la determinación de la magnitud de reserva para RSF necesaria, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo II.
2. Este estudio será remitido a OSINERGMIN, conteniendo los valores de las magnitudes mencionadas y, eventualmente, las medidas correctivas necesarias para el correcto desempeño de la RSF.



ANEXO VI
CONTENIDO DE LA NOTA TÉCNICA

1. La Nota Técnica establecerá las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento de la RSF, en el que se incluirá al menos lo siguiente:
 - a. Los requisitos técnicos para la infraestructura de comunicaciones entre las URS, las unidades de generación y el COES.
 - b. Los umbrales para exigir capacidad de regulación propia a las URS, en términos de tamaño relativo respecto del SEIN.
 - c. El listado de información técnica a suministrar al COES por parte de las URS y de las unidades de generación.
 - d. La especificación del contenido de las pruebas de Calificación para las URS y sus unidades de generación.
 - e. La especificación de la metodología para la asignación conjunta del PDO con la RRSF.
 - f. Las especificaciones técnicas del AGC primario y secundario, sus sistemas informáticos de soporte y sus requisitos de mantenimiento.
 - g. La especificación del filtrado de la señal de ACE antes de pasar por el regulador PI del AGC.
 - h. La lista completa de información a intercambiar entre las URS y el COES.
 - i. La metodología para calcular el incremento de generación que determina la respuesta dinámica teórica de la URS en cada Ciclo de Operación.
 - j. Los valores de las constantes T1 y ER_MAX utilizadas para el seguimiento de la respuesta de las URS, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo III.
2. Esta Nota Técnica podrá ser reemplazada de acuerdo con los resultados de evaluación anual que establece el Anexo V, lo cual deberá ser informada previamente por la Dirección Ejecutiva a OSINERGMIN.



ANEXO VII

PRUEBAS DE CALIFICACIÓN DE LAS URS

1. Pruebas de Calificación de las URS

- 1.1 Se realizarán pruebas obligatorias a evaluar la capacidad de realizar RSF de las URS, en las siguientes condiciones:
 - a. Cada vez que el titular de la URS solicite la Calificación por primera vez o cuando se solicite la adición de unidades de generación a una URS calificada.
 - b. Las URS, cuyas pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.
 - c. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral 7.
- 1.2 Para todos los casos, el costo de estas pruebas será asumido por el titular de la URS que solicita la Calificación. El incumplimiento de estas pruebas obligatorias originará la pérdida de la Calificación.
- 1.3 La especificación de las pruebas de Calificación de las URS dependiendo del tipo de control de sus unidades de generación, será elaborada por el COES conforme la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. El cual incluirá al menos las siguientes pruebas de las unidades de generación:
 - a. Velocidad de toma de carga y descarga de las unidades generación de la URS en control individual o control conjunto (centralizado).
 - b. Pruebas de integración y respuesta al mando remoto.

2. Las pruebas de velocidad de toma de carga consistirán por lo menos en lo siguiente:

- 2.1 Se tomará como banda(s) de potencia a comprobar, las que fueron declarados en cada unidad de generación como útil para regulación secundaria. Para cada una de las bandas se aplicarán los numerales 2.2 y 2.3 siguientes.
- 2.2 Posicionado cada unidad de generación en el límite inferior de la banda, se dará orden remota de subir hasta el límite superior, midiendo en cada una el tiempo que la unidad de generación tarda en subir potencia, y el tiempo que tarda en alcanzar el límite superior, calculando así, el gradiente de toma de carga a subir.
- 2.3 Posicionando cada unidad de generación en el límite superior de la banda, el COES dará orden remota de bajar hasta el límite inferior, midiendo en cada una, el tiempo que la unidad de generación tarda en bajar potencia, y el tiempo que tarda en alcanzar el límite inferior, calculando así el gradiente de toma de carga a bajar.
- 2.4 Se comprobará que el tiempo de comienzo de respuesta de las unidades de generación de la URS, tanto a subir como a bajar, no sea superior a diez (10) segundos.
- 2.5 Se comprobará que los gradientes de toma de carga tanto a subir como a bajar en las unidades de generación de la URS en control individual o control conjunto, superen los mínimos valores establecidos en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.6 Para cada unidad de generación, los límites de la Banda de potencia declarada, en la que se cumpla las pruebas de los literales anteriores, constituirán los valores de límite superior regulante y límite inferior regulante.



- 2.7 El registro del resultado de las pruebas será responsabilidad del COES, utilizando la información que reciba desde la URS en el programa AGC durante el desarrollo de las mismas, teniendo en cuenta lo siguiente:
- a. La Banda de potencia establecida para la URS, será la suma de las Bandas de potencia de cada unidad de generación perteneciente a la URS.
 - b. En caso alguna de las unidades que componen la URS no se encuentre en posibilidad de prestar el servicio de RSF, la Banda de potencia de la URS será la suma de las Bandas de potencia del resto de unidades.
- 2.8 Luego del desarrollo de las pruebas, el COES tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para informar el resultado de estas mediante un informe.
- 2.9 La empresa que solicita la calificación de la URS tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para presentar observaciones al informe del COES tras la recepción del mismo, las mismas que deberán ser absueltas por el COES en un plazo de diez (10) días hábiles, dando como resultado una calificación final de apta o no apta para la URS.



ANEXO VIII

LINEAMIENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA PROVISIÓN BASE PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

1. PROCESO DE ASIGNACIÓN

- 1.1 Para la asignación de la Provisión Base se establecerá por separado para la magnitud de la RRSF total requerida a subir y de la RRSF total requerida a bajar
- 1.2 Se ordenarán las ofertas, para cada periodo, en orden de mérito del Precio RSF, de menor a mayor.
- 1.3 Se asignará las ofertas, para cada periodo, en el orden de mérito establecido hasta cubrir la magnitud de RRSF de la RRSF total requerida.
- 1.4 Con la finalidad de procurar casar coincidentemente la magnitud de la Provisión Base de la RS requerida, se administrará un margen de desviación de hasta 10% del valor de dicha magnitud para lo cual, una vez ordenadas las ofertas como se indica en el numeral 1.2 se seguirá la siguiente secuencia de asignación:
 - a) En caso de que la suma de las magnitudes ofertadas sea inferior al 90% de la magnitud de la Provisión Base requerida, todas las ofertas serán asignadas, cerrándose el proceso de asignación de la Provisión Base.
 - b) Si la última Oferta a asignar ocasiona que la magnitud total de las ofertas tenga una variación menor o igual al $\pm 10\%$ respecto a la magnitud de la Provisión Base requerida, dicha Oferta será asignada con toda la magnitud ofertada y será la que cierre la asignación de la Provisión Base
 - c) Si la última Oferta a asignar ocasiona que la magnitud total de las ofertas tenga una variación mayor al 10% de la magnitud de la Provisión Base requerida, solo se le asignará la potencia necesaria para que la magnitud total de las ofertas sea igual al 100% de la magnitud de la Provisión Base requerida.
- 1.5 En caso en que se produzca Ofertas con precios iguales, si una vez ordenadas las ofertas en orden ascendente a sus precios y sumando acumulativamente las magnitudes ofertadas, suceda el caso que, para alcanzar la cobertura de la magnitud de la Provisión Base requerida, existiesen ofertas con precios iguales que provocan un superávit de dicha cobertura se procederá como sigue:
 - a) Agotar la aplicación del del numeral 1.4
 - b) Si persiste esta situación, se calcula la diferencia entre la magnitud de Provisión Base requerida y la sumatoria acumulada de las magnitudes ofertadas hasta antes de encontrar precios iguales.
 - c) El resultado de la diferencia calculada en el literal previo, se reparte proporcionalmente en función a las magnitudes de las ofertas iguales que provocan dicho superávit. En este caso se asignarán las cantidades resultantes de dicho reparto.
 - d) En caso se produzcan cantidades resultantes menores a la magnitud mínima de la URS, dichas cantidades resultantes no serán adjudicadas.

Las cantidades resultantes del reparto proporcional serán redondeadas a 02 decimales.

- 1.6 En caso no exista Ofertas o en caso no se produzca adjudicación producto de la aplicación de los numerales previos, el COES declarará el proceso como "Desierto", y se abrirá un nuevo



proceso de subasta para el mes siguiente, según lo detallado en el numeral 9.5 del presente procedimiento.

