



CARGO DE DOCUMENTO INGRESADO

Trámite 2018 - 213089 - Osinergmin Central - 1 2018/12/21 2:52 PM
Remitente COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SIST EMA INTERCONECTADO
Documento CARTA Nro. COES/D-2032-2018
Asunto PROPUESTA DE MODIFICACION DEL PROCEDIMIENTO TECNICO DEL COES N° 22

Observación NINGUNA

Oficina de Destino GERENCIA GENERAL

Recuerde que para un próximo trámite debe señalar el número de expediente 201800213089

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222

Servicio telefónico de atención al ciudadano: LIMA 01-2193410/PROVINCIAS 0800-41800(línea gratuita)

JCATARI

San Isidro, 17 de diciembre de 2018

COES/D-2032-2018

Ingeniero
Jose Carlos Velarde Sacio
Gerente General
OSINERGMIN
Presente. -

Asunto: **PROPUESTA DE MODIFICACION DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL
COES N° 22**

De mi consideración:

En cumplimiento a lo acordado por el Directorio en su Sesión N° 527 de fecha 12 de diciembre de 2018, remitimos a su Despacho la propuesta de modificación del procedimiento técnico N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" y "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos el COES-SINAC", así como el correspondiente informe técnico, económico y legal, que se incluyen como anexos.

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

- Anexo A: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES en su Sesión N° 527; Propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" y "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos el COES-SINAC"
- Anexo B: Informe Técnico, económico y legal de la Propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 22 (COES/D-1995-2018 Anexo 2).

De esta manera cumplimos con los requisitos para que su Despacho inicie el proceso para la aprobación del procedimiento propuesto.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

PRES		OSINERGMIN REGIONAL LIMA RECIBIDO 21 DIC. 2018	GSM	
GG	☒		GRT	
DSGN			JARU	
OSHL			DSR	
OSE			OTROS	
201800213089		14:52		
REGISTRO		HORA		
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO IMPLICA CONFORMIDAD				

ANEXO A

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

SESIÓN DE DIRECTORIO N° 527 DEL 12 DE DICIEMBRE DE 2018

**O.D.2 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 22
“RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”
Y “GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS
PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES – SINAC”.**

El Presidente cedió el uso de la palabra al Director Ejecutivo (e), quien dio cuenta del informe COES/D-1995-2018, de fecha 06.12.2018, que contiene la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22).

Al respecto, el Director Ejecutivo indicó que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD, publicada el 26.03.2014, se dispuso la obligación del COES de implementar y poner en servicio el Control Automático de generación (AGC), el cual se concretó el 01.08.16. Posteriormente, el 13.06.16 se emitió la Resolución OSINERGMIN N° 141-2016-OS-CD, la cual tenía por objeto aclarar las disposiciones contenidas en el PR-22, respecto al mínimo costo de la operación del sistema. Además, la resolución aclaratoria señala que el COES podrá elaborar una propuesta de modificación del PR-22, en caso considere necesario y teniendo en cuenta la experiencia y aplicación sobre la base de las reglas existentes del mercado eléctrico.

Asimismo, señaló que con fecha 16.12.16, el COES emitió la última versión de la Nota Técnica “Metodología a utilizar la asignación del despacho económico y la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia”, mediante la cual se estableció los criterios para realizar la asignación de corto plazo en conjunto con el despacho óptimo.

Adicionalmente, precisó que con carta COES/D/DO-631-2018 del 20.11.18, se remitió a los Integrantes del COES la propuesta de modificación del PR-22 solicitándoles observaciones.

Finalmente, indicó que se ha elaborado la propuesta de modificación del PR-22, derivada de oportunidades de mejora identificadas durante la aplicación del procedimiento por más de cuatro años, la cual se pone a consideración del Directorio. Precisa que las principales modificaciones propuestas son las siguientes:

- Eliminación del mercado de Provisión Base
- Ajustes en la liquidación del servicio
- Adecuaciones al AGC del COES

Se deja constancia, que el Director Jesús Tamayo Pacheco indicó que durante el año 2014 en la condición de Presidente del Consejo Directivo del OSINERGMIN aprobó el PR-22 actual, y que habiendo revisado la propuesta de modificación presentada considera que los cambios propuestos responden al desarrollo del mercado de RSF observado en los cuatro años de aplicación del referido PR-22, que evidentemente no podrían haberse previsto al momento de aprobación del procedimiento.



Luego de la revisión del proyecto de modificación y del Informe indicado, el Directorio, por unanimidad,

ACORDÓ:

1. Aprobar la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", conforme se detalla en el Anexo 2 de la presente acta; y disponer su remisión al OSINERGMIN para los fines pertinentes.
2. Dispensar del trámite de suscripción de acta los acuerdos adoptados en la presente O.D.2.



Anexo N° 2 del Acta de la Sesión de Directorio N° 527

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° 058-2014 -OS/CD, publicada 26 de marzo de 2014. De acuerdo al artículo 3 de la Resolución OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD, <u>el presente procedimiento entró en vigencia el 01.07.2014.</u> → Corregido mediante Fe de erratas publicada el 05 de abril de 2014. → Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 088-2014-OS/CD, publicada el 28 de mayo de 2014. → Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 239-2015-OS/CD, publicada el 15 de octubre de 2015.¹ → Mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2016-OS/CD, publicada el 14 de junio de 2016, se precisan los numerales 9.3 y 9.5.3 a. → Modificado por la Resolución OSINERGMIN N° 188-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día <u>01 de enero de 2018.</u> Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° xxxx-201x-OS/CD, publicada el xxxx de xxxxxx de 201x.		

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

¹ La Resolución OSINERGMIN N°239-2015-OS/CD modifica la Resolución N°058-2014-OS/CD estableciendo que la puesta en servicio del sistema AGC se realizará a mas tardar el 01 de Agosto del 2016. Asimismo, amplía el Periodo Transitorio para la aplicación del PR-22 hasta el 31 de Julio del 2016 y a su vez, modifica las etapas contenidas en el artículo 15 de la "Norma de Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN".

respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 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. Resolución Directoral N°014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR)
- 2.7. 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 Técnico, 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.
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: 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.

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 con lo detallado en el numeral 7.

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

Periodo 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.

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 descrito en el numeral 9.

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.

Oferta: Es la declaración voluntaria de magnitud de reserva y precio que realiza el titular o representante de la URS para brindar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

- 3.3. Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste 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 lo 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 que determine los coeficientes para el cálculo de la reserva rotante para Regulación Secundaria, los parámetros necesarios para los programas AGC, los desvíos de frecuencia admisibles y la evaluación del desempeño de la Regulación Secundaria, conforme a lo establecido en el Anexo V., que será presentado a más tardar el 31 de octubre de cada año al OSINERGMIN. Este estudio considerará, sin carácter de vinculante las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN.
- 4.2. Informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas al 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 6, así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación, dicha información será publicada en la página web del COES.

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 asociadas a la provisión del servicio de RSF.
- 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

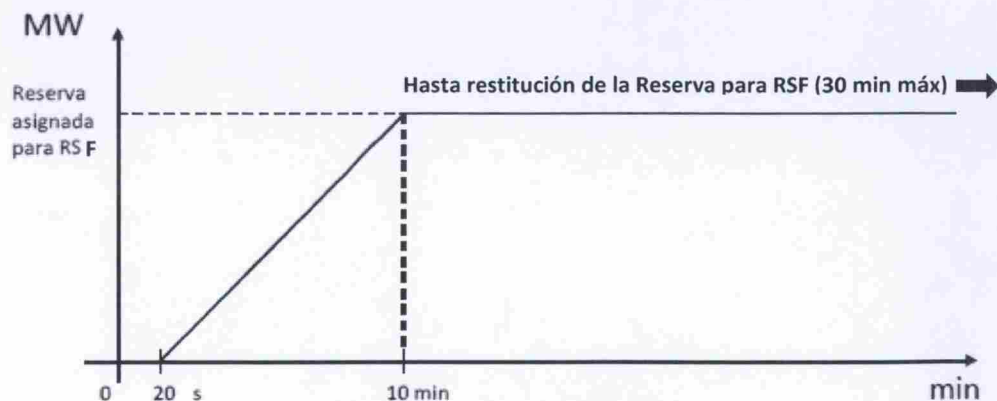


5.2. De los titulares de las URS:

- 5.2.1. Mantener actualizados los datos técnicos de todas las unidades de generación, señalados en el presente Procedimiento Técnico.
- 5.2.2. Comunicar todo evento ocurrido o acción efectuada en sus instalaciones que afecte el servicio de RSF.
- 5.2.3. La empresa de generación representante de la URS conformada por unidades de más de un Generador, asumirá toda 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 (asignación energía-potencia) haciendo uso de información de Oferta de precio presentada para cada URS. Los criterios principales para esta asignación están descritos en el numeral 9.
- 6.2. Las URS deberán estar conectadas constantemente 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 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, estando completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, podrá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.



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. La URS que esté conformada por unidades de generación de propiedad de dos o más empresas de generación 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 de 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. Gradientes de toma de carga y descarga superiores a 8 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 suficientes tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.3.22.
- 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 del 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. Cada URS dispondrá de una oferta por defecto constituida por la Banda de Potencia y un precio, el cual podrá ser actualizado de manera mensual.

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 calendarios 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 el COES lo considere necesario, debido a un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente procedimiento.

- 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 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 calendarios 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 podrá 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 el valor de la RRSF total requerida a subir y de la RRSF total requerida a bajar.

- 8.2. La programación de la RRSF total requerida en el SEIN será establecida el PDO.



- 8.3. La magnitud de la RRSF total requerida por el SEIN será establecida en el proceso de elaboración del PDO utilizando los resultados del Anexo V en forma de una proporción respecto a éste para la RRSF a subir y la RRSF a bajar.
- 8.4. Las proporciones del PDO para establecer la RRSF a subir y la RRSF bajar serán determinadas anualmente por el COES, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo II.

9. ASIGNACION DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 9.1. La asignación de RRSF se realizará a nivel de las unidades de generación, sin perjuicio que el seguimiento del servicio de RSF se realice a nivel de URS.

- 9.2. Asignación de la reserva en el PDO:

- 9.2.1. Las Ofertas de la RSF 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
- 9.2.2. En caso de que las Ofertas presentadas no cubran el total de la RRSF requerida, el COES incluirá a aquellas URS que no ofertaron, pero que se encuentren disponibles, considerando sus respectivas ofertas por defecto presentadas según lo señalado en el numeral 7.1.9.
- 9.2.3. Los precios de las Ofertas y de las ofertas por defecto del numeral 7.1.9, no superarán los precios máximos de Oferta aprobados por OSINERGMIN ni podrán ser menores a cero (0).
- 9.2.4. OSINERGMIN aprobará anualmente los precios máximos de Oferta admitidos para la RSF, teniendo en cuenta el estudio del COES mencionado en el Anexo V.
- 9.2.5. La asignación de la RRSF se realizará en un horizonte diario y para cada Etapa del PDO.
- 9.2.6. 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.
- 9.2.7. La metodología para la asignación conjunta del PDO con la Reserva para Regulación Secundaria será establecida por el COES en la Nota Técnica detallada en el Anexo VI

- 9.3. Reparto de RRSF por Déficit de Reserva en la Operación en Tiempo Real:

- 9.3.1. En caso de que se presente un Déficit de Reserva, este déficit se repartirá proporcionalmente al margen de otras URS que dispongan de una Reserva en Control que sea 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 DE RSF 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 criterios y metodología detallados en el 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. El servicio prestado para la RSF será liquidado por el COES se incluirá como una compensación en el informe mensual LSCIO en cumplimiento del Procedimiento Técnico 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.

11.3. La liquidación económica del servicio prestado se realizará conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento:

11.4. 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.

11.5. 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.

11.6. La compensación de costos operativos adicionales producidos por cumplimiento del servicio de RSF, para las unidades de generación en caso corresponda, será determinado conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" o el que lo sustituya.



12. EVALUACION 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 satisfactorio 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:
- i) el desvío de frecuencia máximo esperado, dado el volumen de la perturbación y la Característica de Frecuencia mínima en el SEIN;
 - ii) 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 satisfactorio 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.

13. ANEXOS

Anexo N°	Descripción
I	Metodología de prestación del servicio mediante un AGC
II	Metodología para determinar la reserva total
III	Metodología para el seguimiento en tiempo real
IV	Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RS
V	Estudio anual
VI	Contenido de la Nota Técnica
VII	Pruebas de Calificación de las URS



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. En operación 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:

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

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 igual a 60 (Hz).

- 2.3. En la expresión del numeral 2.2 el signo de KBC 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 KBC 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 sólo 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.
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 RSF.
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 uno 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 uno 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 RRSEIN la suma de las Reservas Reconocidas de todas las URS.

3.7. Se limita el valor absoluto de Potencia Temporal para el SEIN a RRSEIN.

$$Si |P_{tem}| > RRSEIN \rightarrow P_{tem} = RRSEIN \cdot \text{sgn}(P_{tem})$$

Donde

$\text{sgn}()$ 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:

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

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
Estado declarado del AGC del COES (ON/OFF)
P_{req} para cada URS
La calificación de estado de cada URS

Variables con Origen las URS
Estado declarado de las URS (ON/OFF)
Estado de control de la unidad de generación
Potencia actual generada en tiempo real por cada unidad de generación
Límite superior declarado en tiempo real de cada unidades de generación
Límite inferior declarado en tiempo real de cada unidad de generación



ANEXO II
METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1. La magnitud de la RRSF reflejará el error estadístico horario de la previsión de la demanda y no debe ser inferior a la magnitud de las variaciones aleatorias de la demanda que para esto determine el COES.
- 1.2. En caso de contarse con generación de Recursos Energéticos Renovables (RER) del tipo no gestionable (eólico, solar, mareomotriz o similar) la magnitud de RRSF también deberá contemplar el error estadístico 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

- 2.1. 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:
- 2.2. Se considera una base histórica del último año.
- 2.3. 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.
- 2.4. 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).
- 2.5. 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 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.
- 2.6. Se procede de igual manera a los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 para el caso de la generación RER del tipo no gestionable y se determina la magnitud de Reserva correspondiente a este tipo de generación.
- 2.7. 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.
- 2.8. En caso el COES lo considere necesario, los cálculos anteriores podrán ser realizados por bloques horarios (mínima, media y máxima) o subdivisiones menores.



ANEXO III
METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO EN TIEMPO REAL

1. CALCULO DEL VOLUMEN DE RESERVA

- 1.1. Se calculará el Déficit de Reserva total 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: RAS de la unidad de generación j (≥0).
RAB_j: RAB de 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 en tiempo real 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:

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

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 Técnico.

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

LIR_j: Límite Inferior regulante teórico del grupo j obtenido en la Calificación de la URS, según lo detallado en el ANEXO VII.

- 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):

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

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

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

- 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 reparto de RRSF por Déficit de Reserva en la Operación en Tiempo Real 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):



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

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

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:

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

- 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):

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

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 (Pmod,i) en respuesta a los requerimientos del COES (Preq,i)
- 2.3. La respuesta dinámica teórica de la URS (Pmod,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 DERS

1. ESTRUCTURA GENERAL DE LA LIQUIDACIÓN

- 1.1. Los términos de la liquidación económica de la provisión del servicio de RSF son los siguientes:

DERECHOS DE COBRO

- 1.1.1. Costo de Oportunidad (CO).
- 1.1.2. Asignación de Reserva (AR).
- 1.1.3. Compensación de Costos Operativos Adicionales (CA)

OBLIGACIONES DE PAGO

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

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

- 1.3. Cada Participante i efectuará un pago mensual por RSF a cada URS u conforme a la siguiente fórmula:

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

Donde:

- PRS_i: Pago del Participante i por regulación secundaria a la URS u.
- CO_{u,p}: Costo de Oportunidad de la URS u el día p del mes.
- AR_{u,p}: Asignación de Reserva de la URS u el día p del mes.
- CA_{u,p}: Compensación de Costos Operativos Adicionales de la URS u el día p del mes, establecidos en el numeral 11.6 del presente Procedimiento.
- N: Número de días del mes.
- G_{i,p}: 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_{g,p}: 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.

- 1.4. Los términos de Costo de Oportunidad y Asignación de Reserva de la liquidación del servicio prestado para la RSF se calcularán 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 el mejor criterio técnico que considere pertinente.

2. TÉRMINOS DE LA LIQUIDACIÓN

2.1 COSTO DE OPORTUNIDAD:

Para el cálculo de este término el COES realizará un PDO sin tener en cuenta la Asignación de Reserva (PDO sin reserva). Para aquellas unidades de generación (g) cuyo PDO resultó ser inferior debido a su obligación de proveer servicio de RSF, el costo de oportunidad diario se calculará como la diferencia del beneficio neto obtenido de ambas asignaciones.

$$CO_g = \text{mínimo} \left((PDO_{ig} - PDO_{fg}), 0 \right) \cdot (CM_g - CV_g)$$

$$\text{Si } CO_g < 0 \text{ entonces } CO_g = 0$$

$$CO_u = \sum_g^{Ng} CO_g, \text{ Ng es el número de unidades de generación de la URS}$$

Donde:

CO_g	:Derecho de cobro por costo de oportunidad de la unidad de generación g diario.
PDO_{ig}	:PDO sin reserva de la unidad de generación g.
PDO_{fg}	: PDO de la unidad de generación g.
CM_g	:Costo Marginal de Corto Plazo en bornes de la unidad de generación.
CV_g	: Costo variable de la unidad de generación g.

2.2. ASIGNACIÓN DE RESERVA: El término de Asignación de Reserva será calculado para cada unidad de generación a la que se asigna la provisión de RSF por cada Etapa de PDO.

$$ARB_{g,e} = RAB_{g,e} \cdot PRB_{g,e}$$

$$ARS_{g,e} = RAS_{g,e} \cdot PRS_{g,e}$$

Donde:

$ARS_{g,e}$	:Derecho de cobro por asignación de Reserva a subir de la unidad de generación g en la Etapa de PDO e.
$ARB_{g,e}$	:Derecho de cobro por asignación de Reserva a bajar de la unidad de generación g en la Etapa de PDO e.
$RAS_{g,e}$	:Reserva a subir que ha sido asignada a la unidad de generación g en la Etapa de PDO e.
$RAB_{g,e}$	:Reserva a bajar que ha sido asignada a la unidad de generación g en la Etapa de PDO e.



$P_{RSg,e}$, $P_{RBg,e}$: Precio de la Reserva a subir y bajar respectivamente aplicable a la unidad de generación en la Etapa de PDO e, multiplicado por 1/30 y dividido por el número de Etapas del PDO en el Periodo de programación, y corresponde al precio más alto de las Ofertas aceptadas para cubrir la RRSF en dicha Etapa de PDO.

La Asignación de Reserva de la URS u en el día p , corresponderá a la sumatoria de las $RAS_{g,e}$ y $RAB_{g,e}$ obtenidas por cada uno de los grupos que la conformen en cada una de las Etapas de PDO.

$$AR_{u,p} = \sum_g^{Ng} \sum_{\text{Etapas } e \text{ del día } p} (ARB_{g,e} + ARS_{g,e})$$

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 pagado por el titular o el representante de la URS con Déficit de Reserva por cada periodo diario.

El pago por RNS (PRNS), estará compuesto por la RNS a subir (PRNSS) y por la RNS a bajar (PRNSB), por cada periodo diario conforme a lo siguiente:

$$PRNSS_{u,p} = DRS_{u,p} \cdot PrRNSS_p$$

$$PRNSB_{u,p} = DRB_{u,p} \cdot PrRNSB_p$$

Donde:

$PRNSS_{u,p}$: Pago por RNS a subir en el día p .

$PRNSB_{u,p}$: Pago por RNS a bajar en el día p .

$DRS_{u,p}$: Déficit de Reserva a subir correspondiente a la URS u en el día p .

$DRB_{u,p}$: Déficit de Reserva a bajar correspondiente a la URS u en el día p .

$PrRNSS_p$: Precios aplicables a la RNS correspondiente a los precios máximos a subir del numeral 9.2.4 del presente Procedimiento, multiplicados por 1/30.

$PrRNSB_p$: Precios aplicables a la RNS correspondiente a los precios máximos a bajar del numeral 9.2.4 del presente Procedimiento, multiplicados por 1/30.

Cada Participante i recibirá del titular o representante de la URS u un monto por cada día "p" por concepto de RNS según la siguiente formulación:

$$CRNS_{i,u} = \sum_{p=1}^N \frac{(PRNSS_{u,p} + PRNSB_{u,p})}{\sum_g^{Ng} G_{g,p}} \cdot G_{i,p}$$



Donde:

$CRNS_{i,u}$: Cobro del Participante i al titular de la URS u

N : Número de días del mes

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

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

N_g : Número total de Participantes



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 expresada en porcentaje respecto de la demanda, 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. Los precios máximos aplicables al servicio de Regulación Secundaria.
 - 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 necesaria para la regulación secundaria, 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 TECNICA

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 CALIFICACION 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 tarde 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.

Luego del desarrollo de las pruebas, el COES tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para informar el resultado de las mismas mediante un informe.

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.



MODIFICACION DEL GLOSARIO

GLOSARIO

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. *Se compone de una RRSF a subir, y una RRSF a bajar.*



ANEXO B



INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL
MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO
DEL COES Nº 22
“RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN
SECUNDARIA DE FRECUENCIA”

DIRECCIÓN DE
OPERACIONES

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	2
2. MOTIVACION DE MODIFICATORIA DEL PROCEDIMIENTO	3
3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA:	4
3.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas.....	4
3.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit.....	4
3.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia.....	5
3.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF	6
3.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática	6
3.6. Tipo de control de las unidades de las URS	7
3.7. Error de respuesta de la URS	7
3.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS	8
4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN:.....	8
4.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas.....	8
4.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit.....	10
4.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia.....	11
4.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF	11
4.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática	11
4.6. Tipo de control de las unidades de las URS	11
4.7. Error de respuesta de la URS	12
4.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS	12
5. ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN	
SELECCIONADA:.....	12
5.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas.....	12
5.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit.....	18
5.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia.....	19
5.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF	19
5.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática	19
5.6. Tipo de control de las unidades de las URS	20
5.7. Error de respuesta de la URS	20
5.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS	20
6. MONITOREO Y EVALUACIÓN:	21
6.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas.....	21
6.2. Eliminación del término Déficit y Superávit	21
6.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia.....	21
6.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF	21
6.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática	21
6.6. Tipo de control de las unidades de las URS	21
6.7. Error de respuesta de la URS	21
6.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS	22

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

7.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	22
7.1.	Eliminación de la Provisión Base y las subastas.....	22
7.2.	Eliminación del término Déficit y Superávit	23
7.3.	Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia.....	23
7.4.	Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF	23
7.5.	Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática	23
7.6.	Tipo de control de las unidades de las URS	23
7.7.	Error de respuesta de la URS	23
7.8.	Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS	23
7.9.	Cumplimiento de la Guía de Elaboración.....	23
7.10.	Anexo 1.....	24
7.11.	Anexo 2.....	27
7.12.	Anexo 3.....	28

1. ANTECEDENTES

- En el año 2006, se expidió la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante, Ley 28832), mediante el cual se establecieron las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Dicha ley tiene el objetivo de, entre otros, encargar nuevas funciones al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) entre las cuales se encuentra el planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN, servicios que son necesarios para asegurar la transmisión de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
- Así, mediante Resolución OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD, publicada el 26 de marzo de 2014 se aprobó el Procedimiento Técnico N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (en adelante PR-22), el cual entró en vigencia el 01 de julio de 2014. En dicha resolución se dispuso la obligación del COES de implementar y poner en servicio el Control Automático de generación (AGC) para la Regulación Secundaria de Frecuencia a más tardar el 01 de enero de 2016.
- Con fecha 06 de octubre de 2015 mediante Resolución de Consejo Directivo, OSINERGMIN N° 239-2015-OS/CD, a solicitud del COES, el OSINERGMIN postergo la fecha de puesta en servicio del AGC hasta el 01 de agosto del 2016, fecha en que se dio inicio a la operación del AGC del COES.
- Con fecha 13 de junio de 2016, se emitió la Resolución OSINERGMIN N° 141-2016-OS/CD, la cual tenía por objeto aclarar que las disposiciones contenidas en el Procedimiento Técnico COES PR-22, no contravenían lo previsto en el marco normativo vigente respecto del criterio de mínimo costo de la operación del sistema. Así mismo, la resolución aclaratoria señala que el COES podrá elaborar una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico COES PR-22, en caso lo considere necesario



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

y teniendo en cuenta la experiencia y aplicación sobre la base de las reglas existentes del mercado eléctrico.

- Con fecha 16 de diciembre de 2016, el COES emitió la última versión de la Nota Técnica “Metodología a utilizar para realizar la asignación del despacho económico y la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia”, mediante la cual se estableció los criterios para realizar la asignación de corto plazo en conjunto con el despacho óptimo.
- Por otro lado, el literal b) del artículo 13 de la Ley 28832 señala que entre las funciones de interés público del COES se encuentra la elaboración de propuestas de procedimientos técnicos en materia de operación del SEIN y administración del MCP para su aprobación por el OSINERGMIN. En concordancia con ello, el Reglamento del COES¹ estipula en su Artículo 5 que el COES, a través de la Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento, para lo cual debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por el OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.
- Así, mediante Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD, se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos² (en adelante, Guía de Elaboración), la cual dispone en su artículo 5 que corresponde al Directorio del COES aprobar las propuestas de Procedimientos Técnicos elaboradas por su Dirección Ejecutiva, las mismas que podrán ser elaboradas por iniciativa propia o a solicitud del OSINERGMIN.
- Cabe indicar que, de conformidad con el numeral 6.1 del artículo 6 de la referida Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a OSINERGMIN adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad, los cuales deberán tener como contenido mínimo la identificación del problema, las alternativas consideradas, un análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada, monitoreo y evaluación.
- Teniendo en cuenta lo indicado, se pone a vuestra consideración la presente Informe Técnico – Económico – Legal (en adelante, Informe) de la Propuesta de modificación del PR-22 (en adelante, Propuesta) que tiene por objeto adecuar el PR-22 a las nuevas disposiciones contempladas en el Reglamento de MME, conforme se detalla y explica a continuación.

2. MOTIVACION DE MODIFICATORIA DEL PROCEDIMIENTO

A la fecha el Procedimiento Técnico N° 22 tienen poco más de cuatro años de aplicación, durante el cual se han obtenido diversos resultados en el mercado eléctrico peruano y el mercado de Servicios Complementarios y, durante dicho periodo, el COES ha identificado oportunidades de mejora lo cual promueve la necesidad de actualizar dicho procedimiento



¹ Aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM.

² Modificado por Resolución N° 210-2016-OS/CD, publicada el 29 de agosto de 2016.

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

con el objeto de preparar el procedimiento para administrar el servicio de manera eficiente en los siguientes años.

A continuación, se expondrá los puntos que se proponen modificar, exponiendo la identificación del problema, las alternativas de solución y el impacto de la alternativa por la que se ha optado, así como el monitoreo, evaluación y recomendaciones que el COES ha considerado.

3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA:

3.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

3.1.1. Sobrecostos operativos asociados a la Asignación de Reserva para RSF vía Provisión Base

Considerar la posibilidad de contar con una reserva para RSF del tipo Provisión Base (take or pay), representa una situación que pareciera eficiente en el largo plazo; sin embargo no lo es, debido a que, dependiendo de las condiciones y parámetros técnicos de la unidad, (tales como: su capacidad, suministro de combustible, tiempos de arranque y parada, generación mínima técnica), el despacho de las URS para ejercer RSF de forma prioritaria, como es el caso de las unidades asignadas en la Provisión Base, podrían ocasionar sobrecostos operativos en el sistema por la necesidad de mantener esa unidad de generación en operación.

3.1.2 Provisión Base como mecanismo de arranque del mercado de RSF

La Provisión Base generó incentivos para que los Agentes comenzaran a realizar las adecuaciones en sus unidades de generación y sistemas de comunicación necesarias para brindar el Servicio de RSF bajo un AGC. Es decir, se requirió del mecanismo de Provisión Base para que arranque el mercado de RSF dado el incentivo de este mecanismo de asegurar un flujo de ingresos. En menos de dos años transcurrido desde la inauguración del mercado de RPF ha visto que nuevos Agentes han adecuado sus instalaciones para prestar el servicio sin la necesidad de contar con un mecanismo similar a la Provisión Base.

Considerando que la oferta existente supera en 10 veces el requerimiento de reserva para RSF, nos da una señal que el mercado ha respondido de manera favorable a la prestación del servicio, por lo que no resultaría necesario mantener el mecanismo de Provisión Base.

3.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit

Durante la aplicación del PR-22 vigente, se han dado algunas situaciones en las cuales, por diferentes motivos, una URS aportó una reserva menor a la que se había comprometido brindar en el despacho correspondiente, en aquellos casos, este déficit



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

de reserva fue entregado por otras URS que habían realizado ofertas en el día en análisis.

El objetivo de este “traspaso” de reserva, era que la URS incumplidora, debía bonificar positivamente a la URS que había asumido su déficit, y que dicha bonificación debía servir como aliciente para que realice las mejoras necesarias para poder brindar un servicio de calidad.

Analizando las situaciones desde el punto de vista de la URS incumplidora, vemos que la incidencia de la aplicación de este mecanismo es extremadamente baja, en promedio ha correspondido aplicar este mecanismo al 0.07% de los casos de prestación de servicio.

La baja incidencia de activación del mecanismo no genera mejoras en la calidad del servicio. En el siguiente cuadro resumen, se muestra el número de veces por mes en los que una URS incurrió en déficit, desde enero del 2017 hasta octubre del 2018.

Tabla Nº 01

Mes	Número de déficit en el mes	Mes	Número de déficit en el mes
Ene-17	6	Dic-17	0
Feb-17	10	Ene-18	4
Mar-17	5	Feb-18	1
Abr-17	6	Mar-18	3
May-17	7	Abr-18	4
Jun-17	0	May-18	7
Jul-17	4	Jun-18	0
Ago-17	5	Jul-18	0
Set-17	0	Ago-18	1
Oct-17	7	Set-18	0
Nov-17	4	Oct-18	2



Podemos observar que no hay una tendencia a disminuir el número de veces en los que incurre en déficit.

Por otro lado, la complejidad que representa la aplicación de este mecanismo consume gran cantidad de recursos en la evaluación lo que torna ineficiente este mecanismo de incentivo.

3.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

Ante la posibilidad de pérdida temporal del sistema AGC, se requiere un mecanismo tal que permita mantener el servicio de RSF del SEIN. En el numeral 7.2.5 del PR-22 vigente a la fecha, se señala un requisito que deberían cumplir las URS para realizar la RSF ante la posibilidad de pérdida temporal del AGC; sin embargo, dicho numeral no es claro y requiere ser precisado o mejorado.

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

Numeral 7.2.5 del PR-22 vigente:

7.2. Requisitos para la calificación de las URS:

- 7.2.5 En caso de superar determinados umbrales en términos de tamaño relativo respecto al total del SEIN, las URS deberán contar con capacidad de Regulación Secundaria de Frecuencia propia. Estos umbrales serán establecidos por el COES, y se referirán al valor de los siguientes cocientes:

$$\frac{NG_i}{\sum_u^{NU} NG_u} \quad \frac{\sum_g^{NG_i} (RRS_g + RRB_g)}{\sum_u^{NU} \sum_g^{NG_i} (RRS_g + RRB_g)}$$

Donde:

NU: Número de URS en el SEIN.

NG_i: Número de Unidades de Generación en la URS *i*.

RRS_g, RRB_g: Reservas regulantes a subir y a bajar de la Unidad de Generación *g*, según se especifica en el numeral 1.2 del Anexo III.

3.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

El numeral 7.2.2 del PR-22 vigente, indica que la potencia de una central para calificar como URS debe ser 40 MW, sin embargo, este requisito es ambiguo y crea confusión al Agente debido a la falta de precisión sobre la potencia que se señala (puede ser máxima, efectiva u otro). Por ello se requiere hacer precisiones a dicho numeral para un mejor entendimiento.

Numeral 7.2.2 del Procedimiento PR-22

7.2. Requisitos para la calificación de las URS:

(...)

- 7.2.2. La potencia de las URS, que es la suma de potencias de las Unidades de Generación que lo conforman, debe ser mayor a cuarenta (40) MW.



3.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

En el numeral 1.5 del Anexo I del PR-22 vigente a la fecha, se señala que mediante una orden del COES, el AGC secundario conmutara con el AGC primario para casos de aislamiento eléctrico de alguna área geográfica. Al respecto, debemos mencionar que esta acción no es necesaria dado que, tanto el AGC primario o el secundario detectan, configuran y controlan automáticamente las áreas aisladas, sin necesidad de recurrir a un comando específico. En este sentido se requiere modificar el referido numeral.

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

Numeral 1.5 del Anexo I del PR-22

1. CRITERIOS GENERALES

(...)

1.5. *El programa AGC secundario conmutará con el programa AGC primario mediante orden por parte del COES cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:*

1.5.1. *Aislamiento eléctrico de una de las áreas geográficas predeterminadas respecto del resto.*

1.5.2. *Pérdida de capacidad operacional del programa AGC primario.*

1.5.3. *Cuando el COES lo considere necesario.*

3.6. Tipo de control de las unidades de las URS

Actualmente las URS que vienen operando en el SEIN tienen dos tipos de control, el de tipo Centralizado y el de tipo individual. Sin embargo, en el PR-22 vigente no se especifica con qué tipo de control deben de operar las URS. Por ello es necesario definir la forma en la cual las URS operaran su modo de control para establecer el tratamiento de su magnitud de reserva con el AGC.

3.7. Error de respuesta de la URS

Al aplicar la fórmula del error de seguimiento señalada en el numeral 2.6 del Anexo III del PR-22 vigente, puede darse la posibilidad de obtener valores negativos cuando la potencia de la URS se encuentra cerca de la potencia deseada del AGC (esta potencia deseada es calculada por el controlador PI), lo cual origina que el AGC no detecte la posible respuesta deficiente de la URS. Por ello es necesario modificar dicha formulación.

Numeral 2.6 del Anexo III del PR-22 vigente

2. SEGUIMIENTO DE LA RESPUESTA

(...)

2.6 *Se calculan el Error de Respuesta de la URS (ERR_i) y el Error de Respuesta Teórico de la URS (ERT_i):*



$$ERR_i = |P_{req,i} - P_{act,i}| \quad ERT_i = |P_{req,i} - P_{mod,i}|$$

Donde:

$P_{req,i}$: *potencia total requerida a la URS i por el COES, calculada según lo detallado en el numeral 3.9 del Anexo I.*

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

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

2.7 Se calcula el Error de Seguimiento de la URS (ESi):

$$ES_i = ERR_i - ERT_i$$

3.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS

El numeral 11.8 del PR-22 vigente establece que a las Unidades de Generación se les reconocerán las Compensaciones de Costos Operativos Adicionales (costos por consumo de combustibles de arranque-parada, de baja eficiencia en rampas de carga-descarga y por operación sin establecer el CMg) producidos por cumplimientos de Reserva; a su vez, en el numeral 1.5 del Anexo del PR-22, se incluye a las Compensaciones de Costos Operativos Adicionales como parte del pago a efectuar por los Participantes.

Sin embargo, en los numerales 1.2 y 1.3 del Anexo del PR-22 vigente, que se refiere a las liquidaciones económicas, no se especifica la inclusión de dichas compensaciones, pudiendo ser ello materia una interpretación errónea las liquidaciones efectuadas, en el sentido de pretender que no sean reconocidas.

4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN:



4.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

4.1.1 Simplificación Administrativa

La subasta de la Provisión Base como un mecanismo para asegurar abastecimiento de largo plazo, de acuerdo con el PR-22, obliga a ser visualizado como una licitación de Largo Plazo que asegure el abastecimiento con nuevas inversiones en generación y, este proceso de subasta exige una preparación de la información, validación obligando al COES a asumir riesgos de verificación y por el desarrollo de nueva generación para RSF para un periodo relativamente largo (3 años) comparado con la naturaleza del servicio.

El Objetivo inicial del PR-22 fue asegurar reserva para RSF de largo plazo debido a que se iniciaba recién el Mercado de RSF y la Provisión Base Firme era una señal de inversión ante un mercado naciente sin ninguna participación de unidades conectadas a un AGC. La realidad demostró que no se desarrollaron nuevas unidades de generación destinadas al servicio de RSF, sino más bien se realizaron inversiones mucho menores en las unidades de generación existentes con la finalidad de brindar el servicio vía el sistema AGC del COES, inversiones que cada vez se han venido extendiendo a más unidades de generación reduciendo el poder de concentración del mercado de prácticamente la mitad, por lo que se puede decir que, a la fecha, este servicio constituye un mercado que se encuentra en la frontera de un mercado competitivo y un mercado moderadamente concentrado.

En ese sentido, se propone la extinción del Mercado de Provisión Base, tanto Firme como Variable. Como se mencionó, la Provisión Base Firme ocasiona inflexibilidades en la operación y riesgos innecesarios de implementación de proyectos de generación que se desarrollen por servicio de RSF, y, por otra parte, la Provisión Base Variable no resultó

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

utilizada para reemplazar a la Provisión Base que fuera descalificada, motivo por el cual migró completamente al Mercado de Ajuste.

Se propone solamente operar con el Mercado de Ajuste, definida por el nivel de capacidad y competitividad del Mercado de Ajuste. Cabe indicar también, que el COES cuenta con una plataforma informática y un sistema de información implementado para recibir ofertas diarias

4.1.2 Madurez del Mercado y Suficiencia en Unidades para RSF

Cuando se inició a la Aplicación del PR-22 el nivel de oferta era nulo (no existían unidades de generación que fueran capaces de conectarse al AGC en ese instante) y el criterio de garantizar reserva a largo plazo fue razonable; sin embargo, el mercado alcanzó su maduración, prueba de ello es la reducción del indicador HHI que mide el grado de concentración en este caso de las empresas con URS habilitadas al 2018. Desde el 2016 a la fecha se ha reducido de 4300 a 2300, lo cual indica que el mercado de RSF pasó de ser un mercado altamente concentrado a un mercado moderadamente concentrado. Asimismo, como se puede apreciar en el numeral 5.3.2, por el alto número de participantes en el Mercado, incluso se podría migrar a un único Mercado de Ajuste sin ningún inconveniente. Por lo expuesto, el aseguramiento de reserva a largo plazo de 3 años no resulta razonable.

Como soporte de lo previamente expuesto, en el Anexo 2 se muestran los plazos de los mecanismos de reserva en USA, donde se puede observar que los plazos máximos van de 1 a 6 meses para provisión de capacidad, más no existe un plazo extenso de 3 años; por lo tanto, considerar un horizonte de 3 años no resulta razonable.

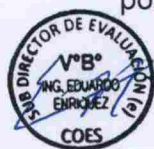
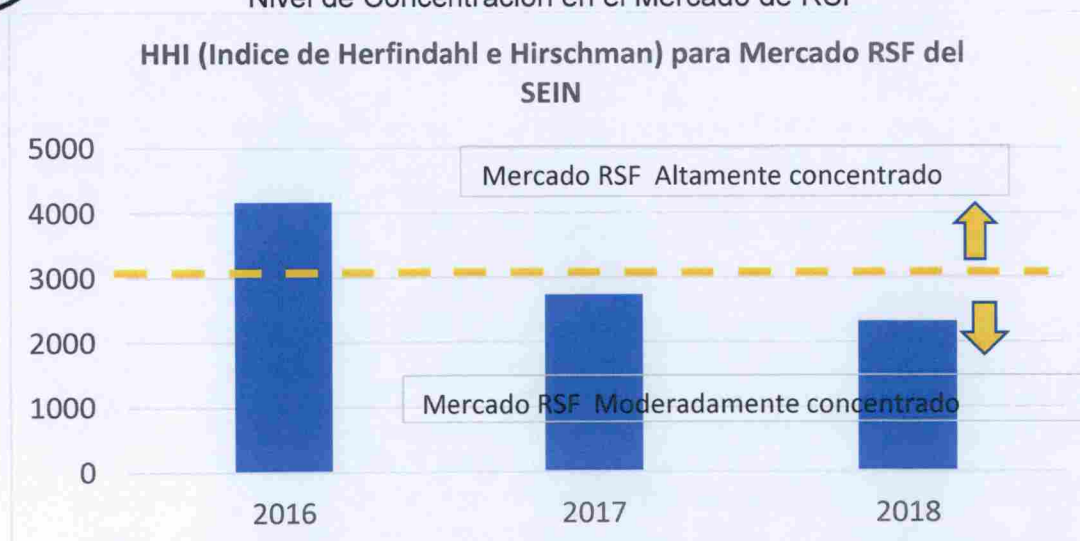


Gráfico N° 1
Nivel de Concentración en el Mercado de RSF



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

Cuadro Nº 1
Unidades Habilitadas para brindar RSF

Código URS	EMPRESA	UNIDAD/CENTRAL	MARGEN DE RSF		RANGO DE RSF	FECHA DE HABILITACIÓN
			MÍNIMO (MW)	MÁXIMO (MW)		
URS-KLP-001	KALLPA	CC KALLPA	500.0	830.0	330.0	7/12/2016
URS-KLP-002	KALLPA	CT FLORES	100.0	195.0	95.0	7/12/2016
URS-KLP-003	KALLPA	CH CERRO DEL ÁGUILA	186.0	495.0	309.0	6/7/2018
URS-STK-001	STATKRAFT	CH YAUPI	10.0	105.0	95.0	9/6/2016
URS-STK-002	STATKRAFT	CH MALPASO	16.0	40.0	24.0	9/6/2016
URS-STK-003	STATKRAFT	CH CAHUA	10.0	48.0	38.0	9/6/2016
URS-STK-004	STATKRAFT	CH CHEVES	40.0	170.0	130.0	12/21/2016
URS-EGN-001	EGENOR	CH CAÑON DEL PATO	153.7	249.4	95.7	12/14/2016
URS-EGN-002	EGENOR	CH CARHUAQUERO	20.5	58.5	38.0	8/24/2017
URS-ENEL-001	ENEL	CH HUINCO	80.0	268.0	188.0	10/2/2017
URS-ENEL-002	ENEL	CH MATUCANA	40.0	135.0	95.0	2/7/2018
URS-CLP-UG2-002	CELEPSA	CH PLATANAL-G2	20.0	107.0	87.0	4/16/2018
URS-TCH-001	TERMOCHILCA	CT OLLEROS	150.0	195.0	45.0	9/7/2017
URS-ENG-001	ENGIE	CC CHILCA UNO	400.0	730.0	330.0	5/28/2018

4.1.3 Perfeccionamiento Regulatorio

El suministro del servicio de RSF mediante una especie de contratos de largo plazo experimentó algunos problemas que se detallan a continuación:

- Alta posibilidad de tener un sobrecosto operativo debido a que, inicialmente las URS ganadoras de la Provisión Base Firme ingresarían a despachar de forma obligatoria sin importar su costo variable y debiendo respetar sus límites de mínimos técnicos de producción PR-22.



4.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit

De lo expuesto en el numeral 3.2 del presente documento, la actual metodología de incentivo a la calidad del servicio de RSF, no está funcionando según el objetivo primario establecido en el PR-22 vigente, esto se debe a que el nivel de calidad con la que las URSs prestan el servicio hace que este incentivo sea indiferente ya que no incurren en el mismo. Eso último lo hemos evidenciado del análisis de las estadísticas.

Por lo expuesto, se propone eliminar el término de liquidación de Déficit / Superávit, y considerar únicamente la Reserva no Suministrada, la cual estará compuesta por aquella reserva de RSF que la URS se comprometió a brindar y que se le adjudicó en el PDO, pero que finalmente en tiempo real no brindó.

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

Para el día de liquidación en el que una URS incurra en Reserva no Suministrada realizará un pago considerando un treintavo del precio máximo de oferta admitido para la RSF aprobado por OSINERGMIN.

Asimismo, la bonificación por superávit ya no se considerará, en su reemplazo la URS que asuma mayor reserva se le retribuirá según la liquidación de la Reserva Asignada, dado que toda URS que presta el servicio de RSF bajo cualquier motivación (entiéndase para suplir a otra URS, por reprograma, etc.), recibe todos los montos por concepto de liquidación que cualquier otra URS (Costo de Oportunidad, liquidación por Asignación de Reserva, Compensación de Costos Operativos Adicionales y, en caos corresponda, los pagos por Reserva no Suministrada).

4.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

Con la finalidad de mantener el objetivo del numeral vigente, se debe establecer la forma de cálculo simplificado o mejor aún establecer un criterio que establezca los parámetros que deben cumplir las centrales para cumplir con este requisito. Sobre este punto, actualmente en la Nota Técnica que señala el PR-22 se encuentran establecidos criterios simple y claros que son conocidos y aceptados por los Agentes por lo es recomendable mantener dichos criterios y plasmarlos en el procedimiento PR-22.

4.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

Una alternativa sería la de mantener el valor de 40 MW que señala el numeral 7.2.2 precisando si es potencia máxima o efectiva, sin embargo, consideramos que el parámetro adecuado que debería emplearse para calificar a una URS es la banda de potencia mínima que debe contar la URS para realiza la RSF. Esto porque, finalmente dicha banda es la estará disponible para el AGC para que regular la frecuencia. Asimismo, mantener el valor de 40 MW implicaría que sólo las URS con esa capacidad de potencia participen en el servicio de RSF lo cual podía limitar la participación de los agentes en brindar el servicio de RSF. Por ello, se requiere modificar dicho criterio, al respecto actualmente en la Nota Técnica que señala el PR-22 se encuentran establecido un criterio ya aceptado por los Agentes por lo es recomendable mantenerlo y plasmarlos en el procedimiento PR-22.



4.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

Lo que se debe adoptar es eliminar el numeral 1.5.1 del PR-22 vigente porque, como se señaló, en casos de aislamiento eléctrico de alguna área geográfica la conmutación del AGC secundario con el AGC primario es automática y no depende de una orden de parte del COES.

4.6. Tipo de control de las unidades de las URS

Se debe establecer en el PR-22 la forma de control de las unidades de generación que componen una URS adecuándolo a la forma como actualmente vienen funcionando. Normar este aspecto no debe limitar para que una URS participe en el servicio de RSF,

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

por lo que la adecuación en el PR-22 será más con fines de aclarar que existen esas dos formas de control, optar por uno de ellos debería depender de la propia URS.

4.7. Error de respuesta de la URS

Tal como se señaló es necesario corregir la fórmula del error de seguimiento establecido en el numeral 2.6 del Anexo III del PR-22 vigente, porque puede originar que el AGC no detecte un posible seguimiento deficiente de la URS. Una forma simple de mitigar este problema es contrastar la potencia simulada por el AGC con la potencia medida del generador que está siendo controlado. Al respecto, actualmente en la Nota Técnica que señala el PR-22 se encuentra establecido esta forma de cálculo por lo que es recomendable mantenerlo y plasmarlo en el procedimiento PR-22.

4.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS

La propuesta plantea subsanar la omisión identificada de los Costos Operativos Adicionales en los numerales 1.2 y 1.3 del Anexo del PR-22, para ello se plantea ser incluidos: i) como parte del “Derecho de Cobro” a las Compensaciones de Costos Operativos Adicionales, y ii) como un componente en la fórmula que se refiere a la liquidación de cada URS

5. ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN SELECCIONADA:

5.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas



5.1.1 Alternativa de eliminar la Provisión Base:

La base de datos de la asignación de la Provisión Base y del Mercado de Ajuste, desde que se inició este servicio en el 2016, muestran que se consiguen mejores precios de oferta cuando el plazo es mayor, es decir en la Provisión Base se esperarían mejores precios respecto del Mercado de Ajuste, debido a que al ser el Mercado de Ajuste un Mercado de Oportunidad, se puede prestar a especulaciones de precio por parte de las empresas. Sin embargo, motivados por el mayor grado de competencia del Mercado de RSF se observan declaraciones de precio cero en el Mercado de Ajuste.

A fin de evaluar el riesgo que significa el contar con un mercado exclusivamente para la Provisión Base o completamente basado en el Mercado de Ajuste o una combinación de ambos, se ha realizado simulaciones bajo el concepto del Cvar (Conditional Value at Risk – Valor Condicionado del Riesgo), que cuantifica el máximo riesgo dado un nivel de confianza definido de una función de distribución de probabilidad. En el entendido de que el riesgo es el sobre costo de operación asociado a la volatilidad de los precios ofertados en el Mercado de Ajuste y en el Mercado de Provisión Base. Se plantea un problema de Optimización donde la Función Objetivo es minimizar los costos de operación que incluyen:

a) Costos de Combustible y CVNC

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

- b) Costos de Regulación Secundaria de Frecuencia que son en función de las declaraciones de ofertas tal como lo establece el PR-22, y
- c) Los sobrecostos debido a la volatilidad de las declaraciones de precios y cantidades en el Mercado de Ajuste. La solución del problema de optimización determina los costos operativos totales y el riesgo (CVAR) óptimos.

Para ello se asumió un conjunto de escenarios basados en la declaración de ofertas de las empresas al COES, estos escenarios fueron contruidos en base a la información histórica de ofertas, escenarios hidrológicos y condiciones extremas de oferta de RSF. También se impuso como restricción que en ningún caso un generador que ofrezca el servicio de RSF presente pérdidas económicas.

Los resultados se visualizan en el cuadro No 2 y gráficos siguientes, donde se aprecian diferentes niveles de distribución de RSF, tanto en el Mercado Provisión Base Firme y en el Mercado de Ajuste se muestran los costos totales de operación (Operación + Reserva RSF). Se precisa que aquí no se incluyen los sobrecostos operativos asociados a mantener la unidad en operación, por lo que fundamentalmente el resultado indica en qué mercado se conseguirían mejores precios de oferta de RSF.

Cuadro Nº 2

RSF Total (MW)	RSF de Provisión Base Firme (MW)	RSF de Mercado Ajuste (MW)	Costo Total Esperado de Operación (MMUSD/año)	CVar (MMUSD/año)	Función Objetivo Costo - Riesgo (MMUSD)	Asignación Óptima (Menor Función Objetivo)	%Desv. Costo Total Esperado respecto a Optimo	%Desv. CVar respecto a Optimo
300	300	0	46.13	24.19	21.94		-0.4%	-1.1%
300	200	100	46.33	24.45	21.87	Óptimo	0.0%	0.0%
300	100	200	46.55	24.40	22.15		0.5%	-0.2%
300	0	300	46.78	24.19	22.59		1.0%	-1.1%
400	400	0	48.13	24.19	23.94	Óptimo	0.0%	0.0%
400	200	200	48.48	24.51	23.97		0.7%	1.3%
400	0	400	48.98	24.19	24.79		1.8%	0.0%
500	500	0	50.13	24.19	25.94		-0.3%	-1.9%
500	400	100	50.28	24.66	25.62	Óptimo	0.0%	0.0%
500	300	200	50.44	24.61	25.82		0.3%	-0.2%
500	200	300	50.63	24.56	26.07		0.7%	-0.4%
500	100	400	50.91	24.51	26.40		1.2%	-0.6%
500	0	500	51.38	24.19	27.19		2.2%	-1.9%
600	600	0	52.13	24.19	27.94		-0.9%	-1.9%
600	300	300	52.59	24.66	27.93	Óptimo	0.0%	0.0%
600	0	600	53.83	24.19	29.64		2.4%	-1.9%

Notas.

Problema de Optimización entero mixto no lineal (MINLP) resuelto con GAMS (solver: DICOPT)
En el Problema de Optimización se aplica un peso al riesgo (CVAR) de 0.6.



Gráfico N° 2
Distribución para RSF 300 MW

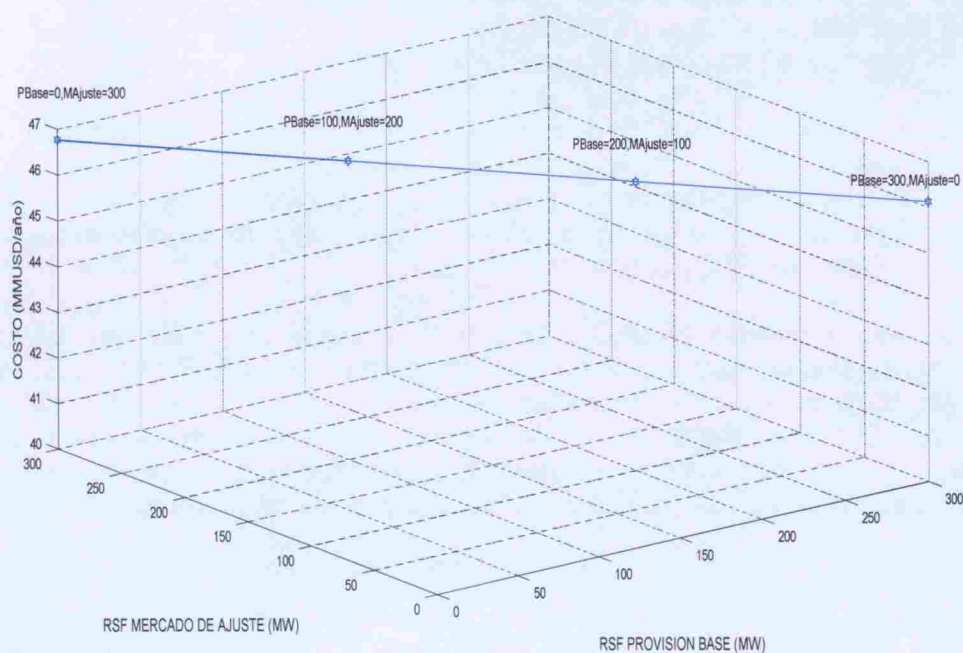


Gráfico N° 3
Distribución para RSF 400 MW

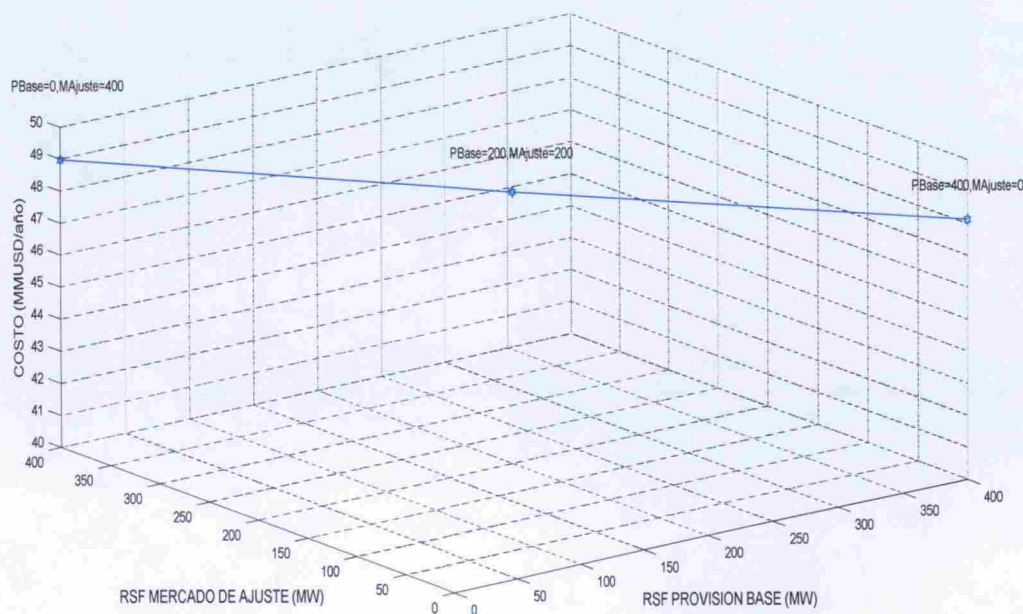


Gráfico N° 4
Distribución para RSF 500 MW

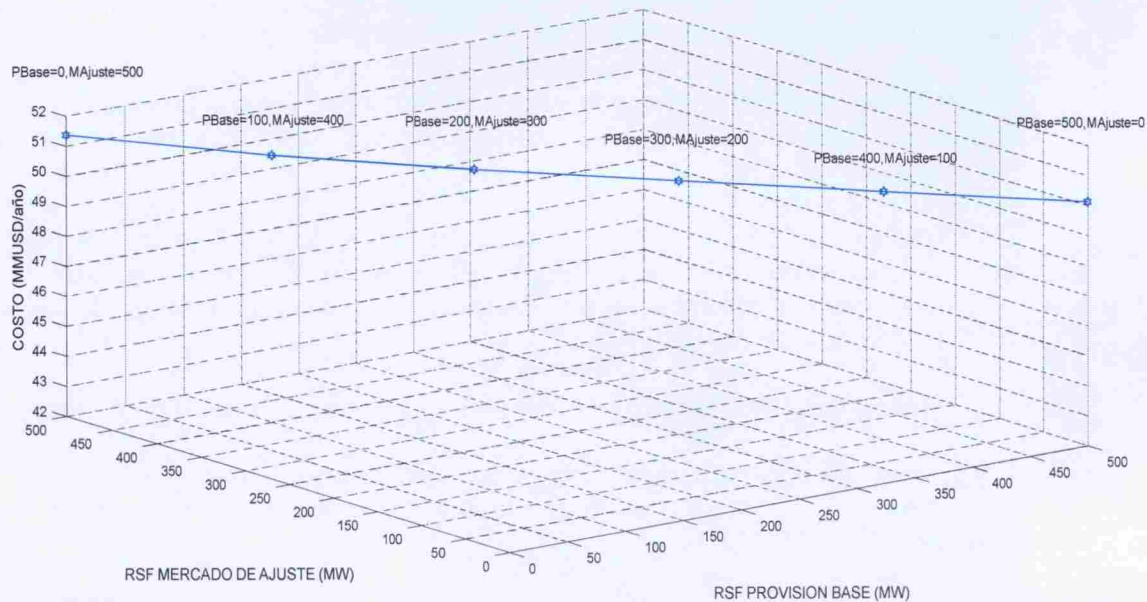
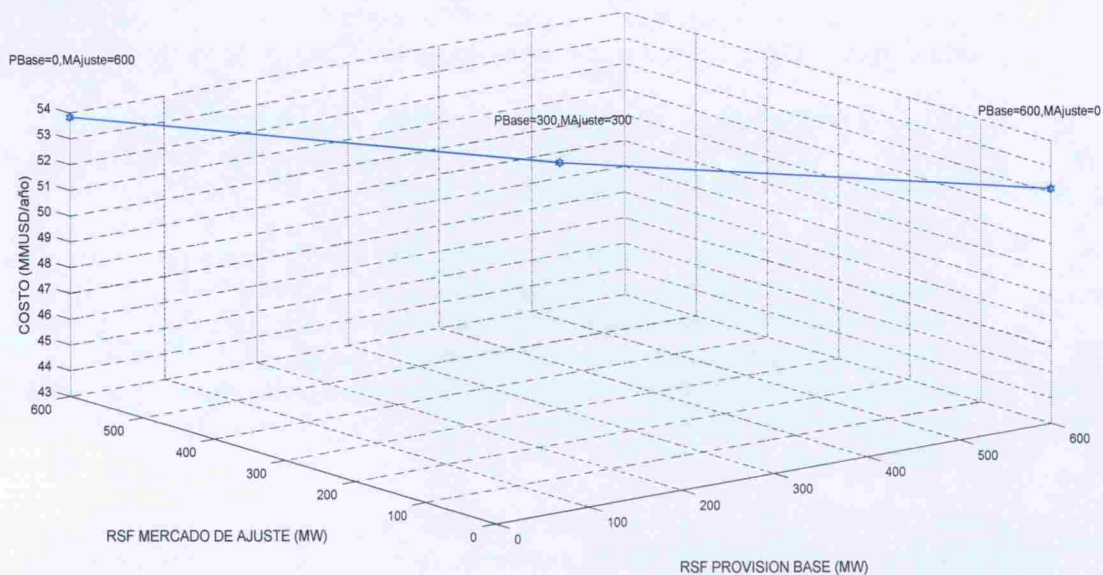


Gráfico N° 5
Distribución para RSF 600 MW



Los resultados muestran que existen muy pocas diferencias en el Costo de Operación del SEIN por asignar la reserva en la Provisión Base o en el Mercado de Ajuste o en una combinación de ambos segmentos. Así como en el riesgo que implica asignar la reserva en dichos Mercados. Desde el punto de vista óptimo de asignación, para un margen de RSF de 300 MW, la desviación máxima del Costo Total de Operación es menor a 1%, dicha desviación sucede cuando se asigna toda la RSF únicamente al Mercado de Ajuste, y para márgenes de RSF entre 300 a 600 MW existe una desviación máxima del Costo Total de Operación de alrededor del 2%, tal como se aprecia en el Cuadro No 2. Por tanto, se concluye que extinguiendo la Provisión Base y asignando la RSF únicamente al Mercado de Ajuste, es prácticamente igual que operar en el punto de asignación óptima.

De forma similar, se encuentra que las variaciones de la valoración de riesgo (CVAR) son muy pequeñas entre 1% y 2% (Ver cuadro No 2). Se precisa también que el riesgo (CVAR) de asignar toda la RSF a la Provisión Base es igual al riesgo de asignar toda la RSF al Mercado de Ajuste.

5.1.2 Respuesta del Mercado si solamente existiese el Mercado de Ajuste de RSF

En el caso de recurrir únicamente a un Mercado de Ajuste Diario, como es en los Mercados de Europa, se analizó el impacto que esto representa en la Provisión de la reserva para el SEIN.

Para la evaluación se necesitó desarrollar una herramienta computacional en GAMS, que refleje las condiciones de un Mercado de RSF de Ajuste con periodicidad diaria. En razón de que los “drivers” o las variables externas a la maximización de la renta del generador son: el costo marginal de energía y el costo marginal de la reserva, y estos se conocen después de que la empresa ejecutó sus ofertas, y asumiendo que el despacho económico de energía es centralizado en base a costos, se formuló el modelo de competencia como un modelo tipo complementario (MCP: *Mixed Complementary Problem*), que en forma secuencial se ejecuta de la siguiente forma:



- i. En una primera fase, el modelo desarrolla el despacho económico que determine el costo marginal de energía y el costo marginal de reserva en base a las ofertas de precio de RSF declaradas en la operación.
- ii. En una segunda fase el modelo aborda la competencia propiamente dicha con base en los resultados de la fase 1 (Costo Marginal de Energía y Costos Marginal de RSF), este modelo permite estudiar el comportamiento de los generadores para maximizar sus rentas en el mercado spot. El modelo de competencia se desarrolla en base a la teoría de las variaciones conjeturales, es decir cada generador tiene una influencia en la determinación del costo marginal de reserva de RSF (Ver referencias 4 y 5).

Se simuló la operación en competencia de RSF para determinar cómo serían los precios de reserva (costo marginal del Mercado de Ajuste) si se tuvieran disponibles las URS del año 2016 y como sería el precio de la reserva con las URS del año 2018, para demandas alrededor de 7000 MW.

Las simulaciones son para tres tipos de comportamientos de las URS: Competitivos, Semi-competitivos y Cartelistas.

El Objetivo es cuantificar la reducción del costo marginal de RSF que se experimentaría debido a que en el sistema existe mayor competencia en el Mercado de RSF. Los resultados se muestran en los gráficos No 6, No 7 y No 8.

De los resultados se desprende que ante cualquier tipo de comportamiento los costos marginales de reserva RSF se reducen drásticamente. Lo que explica que cuanto mayor sea el número de unidades que están calificadas para el Servicio de RSF menores costos se obtendrán. A fin de capturar las diferencias que podrían presentarse, no se incluyó la limitación al precio que establece Osinergmin. Se observa una reducción significativa desde los 50 USD/MWh hasta los 7 USD/MWh.

De esta evaluación se concluye que el Mercado actual está preparado para migrar a un único Mercado de RSF, que sería el Mercado de Ajuste, que podría ser a nivel de la programación diaria.

Esta reducción del precio ofertado ya se experimenta actualmente entre los meses de mayo a julio de 2018 donde algunos generadores empezaron a ofertar costos menores y cercanos a cero en el Mercado de Ajuste (Ver Anexo).



Gráfico N° 6

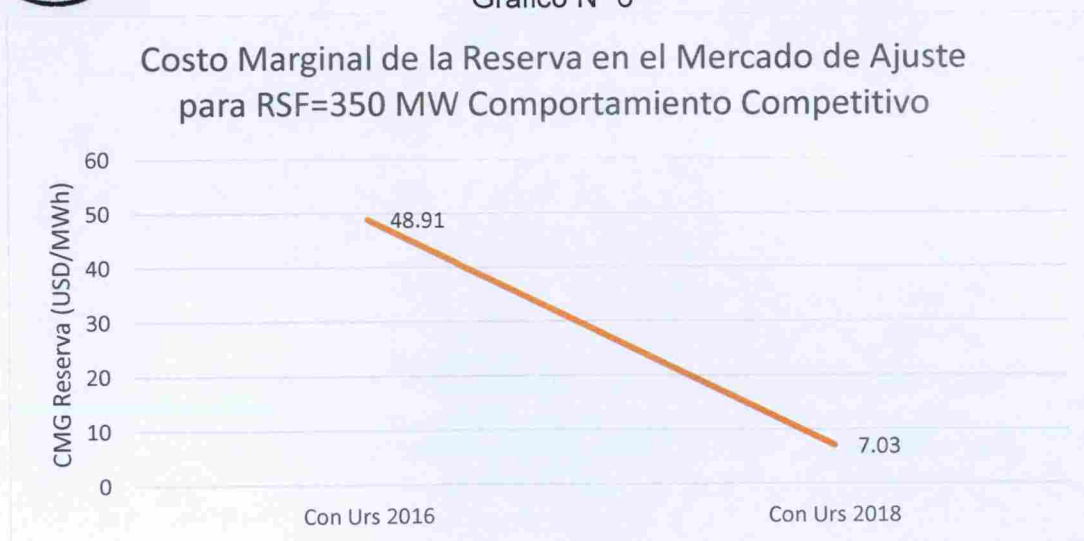


Gráfico N° 7

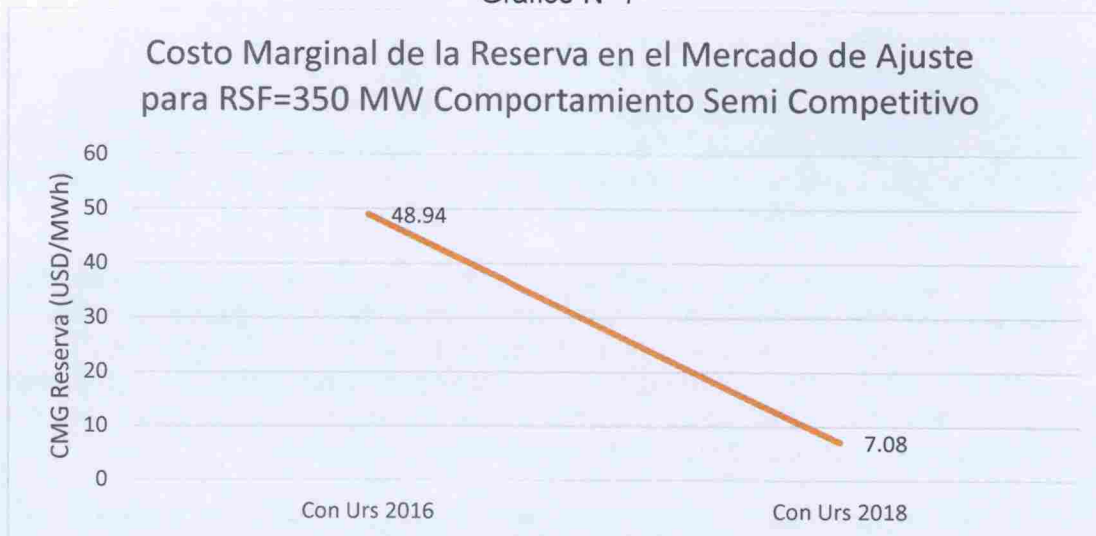
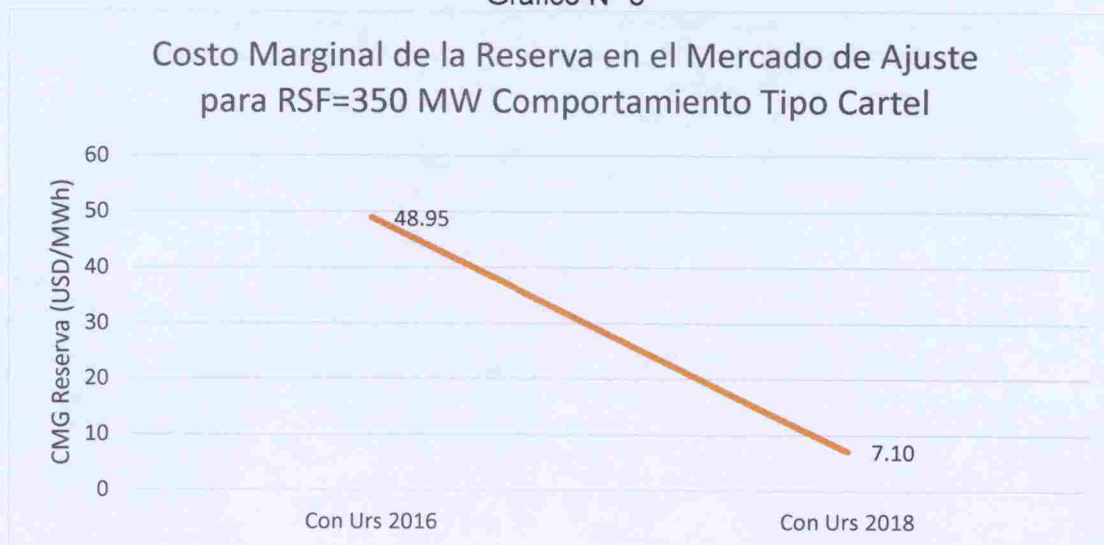


Gráfico N° 8



5.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit



Se ha realizado un ejercicio para el mes de febrero del 2017, que es el mes en el cual la URS en análisis tuvo el mayor número de déficit de reserva.

Como se pudo evidenciar, se dio el caso que el Superávit de reserva fue dado por otra URS en dos periodos, los periodos restantes no fueron suplidos, por lo que se dio la situación de Reserva no Suministrada.

Así, el monto por superávit de reserva, según la nueva metodología, se ha repartido entre todas aquellas generadoras que se encontraron entregando energía al SEIN en

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

el día en que se presentó el déficit de reserva, pues el objetivo de la propuesta de modificación, es enfocarse en el pago por mala calidad del servicio de RSF y no en dar un pago adicional por brindar el servicio de RSF, ya que las liquidaciones inherentes a este servicio ya se están dando a la URS que suministra la reserva Secundaria de Frecuencia.

De los cálculos numéricos se observa en efecto, el pago por reserva no suministrada es similar en el caso de la URS que no brindo el servicio con calidad, sin embargo, dicho pago, se ha repartido entre las demás generadoras que se encontraron entregando energía al SEIN.

Con la eliminación de este cálculo del proceso de liquidación, se reduce la complejidad de la evaluación manteniendo el mismo incentivo tal como se ha sustentado en los párrafos anteriores.

5.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

Tal como se señala la Nota Técnica establecida según el numeral 6.1.17 del PR-22 vigente a la fecha, se propone que las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de 45 MW y el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. En este sentido, en la propuesta de modificación del PR-22 se propone el siguiente texto:

“7.1.7. 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.”

5.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

En vez de exigir un valor de potencia máxima o mínima para la URS, proponemos una banda de potencia mínima para la RSF, según lo establecido en la Nota Técnica del PR-22 (numeral 6.1.17), esta banda de potencia mínima incluye a todas las centrales que tienen la posibilidad de brindar el servicio de RSF. Se propone el siguiente texto:



“7.1.3. La URS deberá declarar una Banda de potencia mínima por unidad de generación igual o mayor a 12 MW (6 MW para subir y 6MW para bajar generación).”

5.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

Se propone eliminar el numeral 1.5.1 del PR-22 vigente, quedando el texto de la siguiente manera:

“1.6. El programa AGC secundario conmutará con el programa AGC primario cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

1.6.1. *Pérdida de capacidad operacional del programa AGC primario.*

1.6.2. *Cuando el COES lo considere necesario.”*

5.6. Tipo de control de las unidades de las URS

Para mayor claridad se propone eliminar el numeral 5.14 del PR-22, por lo que el texto quedará de la siguiente manera:

“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.”

5.7. Error de respuesta de la URS

Para mayor claridad se propone adecuar el numeral 5.14 del PR-22, por lo que en la propuesta se tiene la siguiente redacción:

Para evitar los valores negativos y mejorar la supervisión del seguimiento de consignas de las URS, se propone que el error de control sea el valor absoluto de la diferencia entre Potencia simulada y la potencia actual de la URS. En este sentido, se propone reemplazar los numerales 2.6, 2.7 y 2.8 del Anexo III del PR-22 vigente por la formulación que se encuentra detallada en la Nota Técnica del PR-22 (numeral 6.1.17 del procedimiento vigente).

“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 .”



5.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS

La propuesta planteada tiene como impacto, evitar una interpretación errónea a las liquidaciones efectuadas en cumplimiento de aplicación del PR-22, en lo referente al reconocimiento de los Costos Operativos Adicionales.

	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

6. MONITOREO Y EVALUACIÓN:

6.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

Con la finalidad de evaluar las alternativas de contar solamente con Provisión Base o Mercado de Ajuste se realizaron simulaciones para cuantificar el riesgo o sobre costo asociado a la volatilidad de los precios ofertados en el Mercado de ajuste o la Provisión Base. Los resultados indican que existe muy poca diferencia en el costo de operación del SEIN por asignar la reserva en la Provisión Base o en el Mercado de Ajuste o en una combinación de ambos.

Para corroborar estos resultados es necesario realizar monitoreos y evaluaciones paulatinas respecto al comportamiento del funcionamiento del Mercado de Ajuste en la operación del SEIN.

6.2. Eliminación del término Déficit y Superávit

No aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación, ya que como se ha sustentado en el numeral 5.2 del presente documento, la propuesta no representa un impacto significativo en el mercado de Servicios Complementarios de RSF, sino que es una simplificación del proceso de evaluación de este.

6.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

No aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación.

6.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

No aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación.

6.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

Se realizan pruebas en periodos semestrales para verificar la conmutación y la reconfiguración, realizando simulaciones que representen contingencias del AGC y sistemas aislados.

6.6. Tipo de control de las unidades de las URS

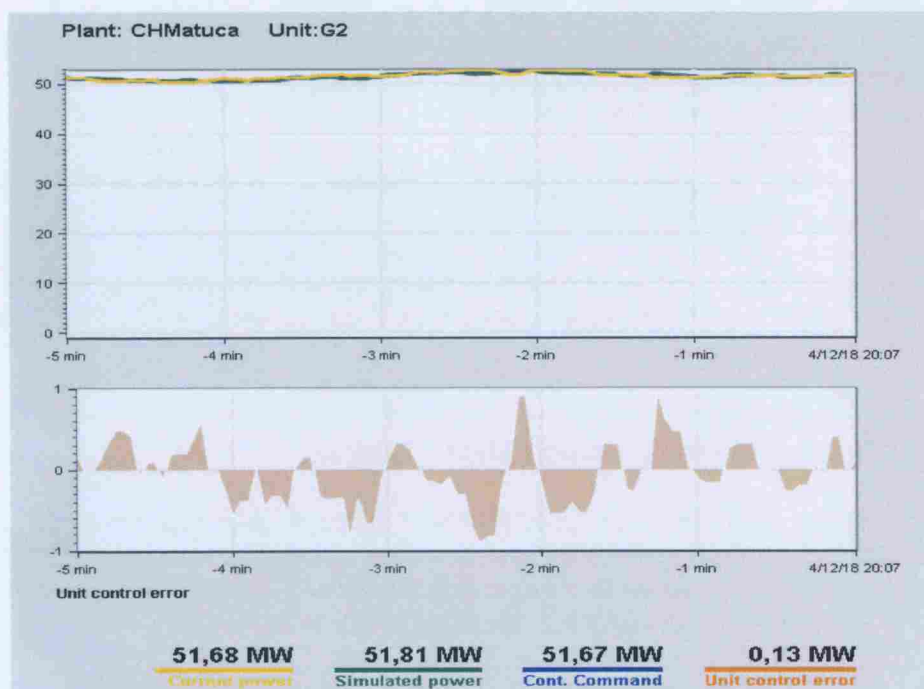
No aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación.



6.7. Error de respuesta de la URS

Este monitoreo y evaluación es de forma continua en el AGC para cada URS. Actualmente el Error de control promedio para todas las URS es de 5 MW.

Gráfico N° 9
Seguimiento de la respuesta de la URS



6.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS

La propuesta planteada no agrega temas de fondo, por lo que consideramos no aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación.

7. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

7.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

- Por simplicidad y eficiencia en la administración de la operación debería eliminarse la Provisión Base, por los resultados mostrados, la Provisión Base prácticamente cumplió su cometido en desarrollar un mercado inicial de RSF, sin embargo, ya no se muestra como necesario.
- Para dar flexibilidad en la administración de la oferta del generador, ésta debería fundamentalmente asignársele al Mercado de Ajuste.
- Existe suficiente competencia en el SEIN para ofrecer el servicio de RSF que viabiliza la existencia única de un sólo Mercado de RSF, que sería el Mercado de Ajuste.



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

7.2. Eliminación del término Déficit y Superávit

Se recomienda tomar la propuesta como válida en atención a las conclusiones del numeral 5.2 del presente procedimiento, con la finalidad de mantener el incentivo de cumplimiento del servicio de RSF con calidad de suministro optimizando el proceso de evaluación

7.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

Este deberá ser un requisito para la calificación de la URS.

7.4. Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

Este deberá ser un requisito para la calificación de la URS.

7.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

Ninguna.

7.6. Tipo de control de las unidades de las URS

El agente podrá elegir la opción de control para su calificación.

7.7. Error de respuesta de la URS

Ninguna.



7.8. Modificación de las liquidaciones económicas de cada URS

Incluir la propuesta planteada con el fin de evitar interpretaciones erróneas a las liquidaciones efectuadas en cumplimiento de aplicación del PR-22, en lo referente al reconocimiento de los Costos Operativos Adicionales.

7.9. Cumplimiento de la Guía de Elaboración

Como ha podido observarse, el presente Informe de la Propuesta de modificación del PR-22 contiene en sus numerales 2, 3, 4, 5 y 6, una motivación, la identificación del problema, las alternativas consideradas, un análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada, monitoreo y evaluación, respectivamente, con lo cual cumple con lo exigido por el numeral 6.1 del artículo 6 de la referida Guía de Elaboración.

Asimismo, la Propuesta del PR-22 contiene y/o mantiene los objetivos, marco legal, responsabilidades, metodología y disposiciones modificatorias, plenamente identificadas, cumpliendo con ello también lo exigido en el numeral 6.2 del artículo 6 de la misma Guía, referido al contenido mínimo que debe tener todo Procedimiento Técnico del COES.

En consecuencia, por lo señalado, la Propuesta debe ser elevada al Directorio.

ANEXOS

7.10. Anexo 1

Comportamiento de la declaración de precios en el Mercado de Ajuste de los Generadores

Gráfico Nº 10

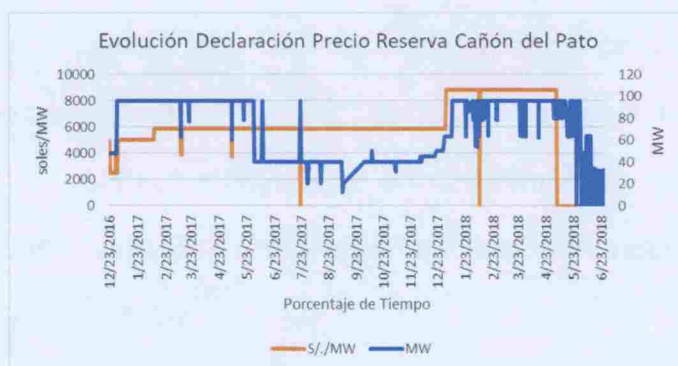


Gráfico Nº 11

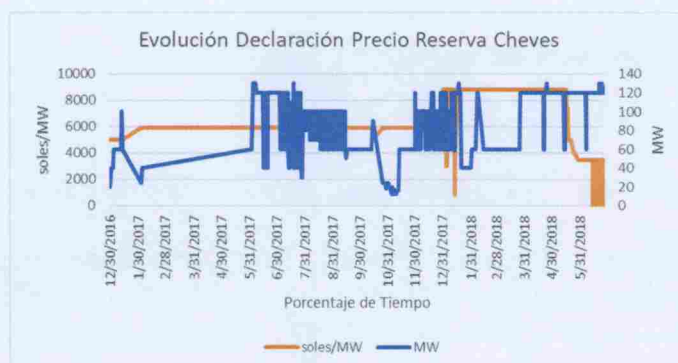


Gráfico Nº 12

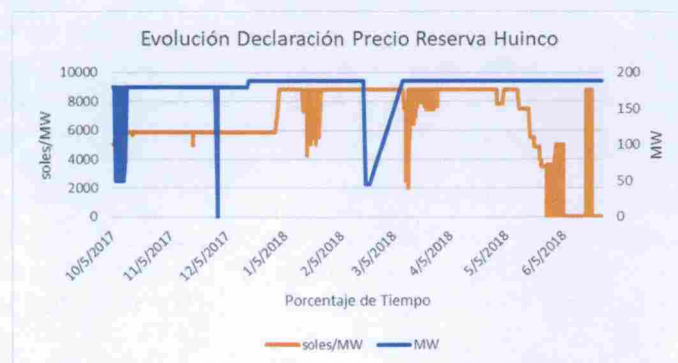


Gráfico N° 13



Gráfico N° 14

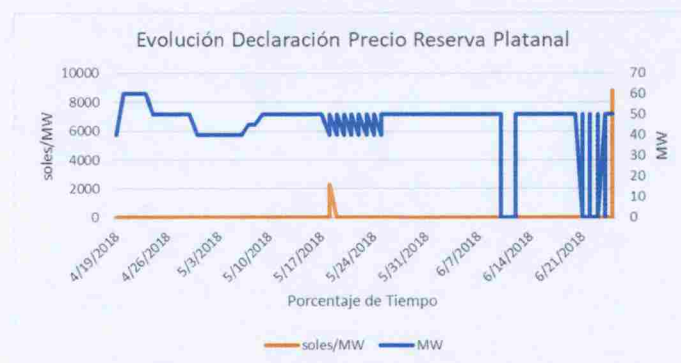


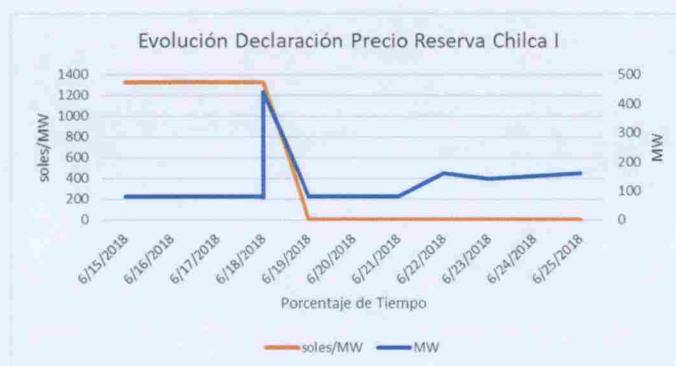
Gráfico N° 15



Gráfico N° 16



Gráfico N° 17



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---------------------------------

7.11. Anexo 2

Periodos y Mecanismos de Reservas en USA

Tabla Nº 02

Mercado de Servicios Auxiliares en USA					
Región Elemento	PJM ISO	New York	California	New England	Texas
Servicios	Mercados DA y HA; regulación, TMSR, TMNSR, TMR, reemplazo	Mercados DA y HA; regulación, TMSR, TMNSR, TMR	Mercados DA y HA; regulación, TMNSR, reemplazo	Mercados DA y HA; regulación, TMSR, TMNSR	Balance down up, regulación, TMNSR, TMR, reemplazo
Formato Oferta	Basado en Ofertas: para desbalances y operación, basado en costos para todos los restantes	Basado en ofertas para todos los servicios	Basada en ofertas de dos partes, valida hasta 7 días	Basado en Ofertas	Basado en Ofertas para todos los servicios
Sistema de Cierre	Dos sistemas de liquidaciones: diarios (DA) pagados al PCM y horarios (HA) ajustados al PCM	Una sola liquidación Basado sobre el mayor precio de aclaramiento (MCP)	Una sola liquidación Basado sobre el precio de aclaramiento (MCP) basado en un modelo de comprador racional	Múltiples liquidaciones Basado en MCP calculado con algoritmo que incluye costos de operación y costos de servicios auxiliares (parecido a COES)	Múltiples liquidaciones Basado en máximo MCP para cada hora de operación
Oferta Y Flexibilidad para Programación	Dos programaciones son enviadas al ISO para todos los recursos para operación normal o contingencia	Los perdedores pueden volver a ofertar en el mercado de menor calidad	Alta flexibilidad dada voluntariamente	Flexibilidad a revisar la oferta sobre los 10 días , prioritario en el despacho del día	Ofertas no seleccionadas pueden ser revisadas, pero con precios a la baja
Oferta de la Demanda	Cargas despachables	Cargas despachables	Cargas despachables	Cargas despachables	Cargas despachables
Mercado de Capacidad Instalada	Futuro a 12 meses con precio uniforme al MCP	Futuro a 6 meses con precio uniforme al MCP	Ningún mercado de capacidad, los generadores esperan recuperar todos a uniforme MCP	Mercado Mensual	Pagos de Capacidad por reemplazo cuando es convocado como reserva
AS = Servicios Auxiliares DA = Día siguiente; HA = hora siguiente; MCP = precio de despeje del mercado (equivalente al costo marginal) TMSR = reserva rotante de 10 min; TMNSR = reserva no rotante de 10-minutos; TMR = Reserva de 30-minutos					



	INFORME TÉCNICO – ECONÓMICO – LEGAL MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES Nº 22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”	DIRECCIÓN DE OPERACIONES
---	---	---

7.12. Anexo 3

Referencias

- (1) Miguel Carrión ; Andy B. Philpott ; Antonio J. Conejo ; Jos M. Arroyo. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22 , Issue: 2 , May 2007)
- (2) W. A. Bukhsh ; A. Papakonstantinou ; P. Pinson. A Robust Optimisation Approach using CVaR for Unit Commitment in a Market with Probabilistic Offers. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)
- (3) Antonio J. Conejo, Raquel García-Bertrand, Miguel Carrión. Optimal Involvement in Futures Markets of a Power Producer. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, May 2008.
- (4) Petter N Christiansen. Equilibrium Modeling of a Power Market with a Capacity Market Designed to Promote Flexible Capacity. Master Thesis Noruew 2016. Department of Electric Power Engineering. Norwegian University of Science and Technology.
- (5) Xudong Jia, Ming Zhou, and Gengyin Li .Study on Conjectural Variation Based Bidding Strategy in Spinning Reserve Markets. IEEE 2006 International Conference on Power System Technology.

