

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD

Lima, 27 de agosto de 2020

CONSIDERANDO:

Que, según el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, dispone, una de las funciones de interés público a cargo del COES es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin. Asimismo, conforme al literal j) del artículo 14 de la citada ley, forman parte de las funciones operativas del COES, planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada, posteriormente con las Resoluciones N°s 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de dicha Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. El plazo de remisión de los procedimientos también ha sido regulado por la citada norma, disponiéndose en su artículo 7 que durante los meses de abril, agosto y diciembre, Osinergmin recibirá las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual; y excepcionalmente cuando se justifique de forma sustentada, podrá admitirse propuestas en periodo distinto;

Que, mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD del 04 de octubre de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia” (“PR-21”). En el año 2016 fue actualizado con la finalidad de modificar la metodología de evaluación de cumplimiento de la prestación del servicio de Regulación Primaria de frecuencia (RPF), se ajustó los requerimientos técnicos exigidos para la prestación de la RPF, entre otros temas, mediante Resolución N° 195-2016-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 269-2016-OS/CD;

Que, sobre la base de una evaluación a la aplicación del PR-21 en los últimos años, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-21, con la finalidad de perfeccionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en el SEIN sobre los siguientes aspectos: (i) mejorar el mecanismo de delegación del servicio de RPF en el SEIN, (ii) permitir la delegación del servicio de la RPF de manera parcial, (iii) establecer un límite al periodo de delegación del servicio de la RPF y (iv) agregar las nuevas tecnologías para brindar el servicio de la RPF, aspectos que han sido sometidos al análisis de Osinergmin para la formulación del proyecto del nuevo PR-21;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD**

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 699-2019-GRT del 16 de julio de 2019 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21, otorgándosele un plazo de veinte (20) días hábiles, ampliados en veinte (20) días adicionales a solicitud del COES, para subsanar las mismas. Con fecha 16 de setiembre de 2019, mediante la carta COES/D-968-2019, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° 227-2019-OS/CD, el 20 de diciembre de 2019 se publicó el proyecto de nuevo PR-21, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 227-2019-OS/CD se otorgó un plazo de treinta (30) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente por las empresas Fenix Power S.A., Termochilca S.A., Electroperú S.A., Hidrocañete S.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., Kallpa Generación S.A., Engie Energía Perú S.A., Enel Generación Perú S.A.A. y Red de Energía del Perú S.A. han sido analizados en el Informe Técnico [N° 362-2020-GRT](#), previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, atendiendo a que, adicionalmente se han presentado diversas modificaciones menores propuestas por el COES en el extenso del PR-21, resulta conveniente aprobar un nuevo texto integral de dicho procedimiento y dejar sin efecto el aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD, para facilitar el manejo del mismo por parte de los administrados;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico [N° 362-2020-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 363-2020-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 30-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) contenido en el Anexo de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Disponer que el Procedimiento Técnico aprobado en el artículo 1 entrará en vigencia a partir del 01 de enero del 2021.

Artículo 3°.- El COES en un plazo de treinta (30) días hábiles contado desde la publicación de la presente resolución, emitirá la Nota Técnica a que se refiere el literal b) del numeral 12.1 del PR-21 aprobado por la presente resolución.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD**

Artículo 3°.- Derogar a partir del 01 de enero de 2021 el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD y modificatorias.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 362-2020-GRT](#) y el Informe Legal [N° 363-2020-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente Resolución.

**Antonio Angulo Zambrano
Presidente del Consejo Directivo (e)
OSINERGMIN**

Anexo

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 128-2020 -OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

2. BASE LEGAL

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus 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° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006 – Reglamento de Cogeneración;
- 2.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1 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.
- 3.2 En todos los casos cuando se citen Procedimientos Técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.
- 3.3 Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:
Grupo: Para el caso de las Unidades de generación térmica, se refiere al arreglo motor primo y generador. Para el caso de aquellas unidades que funcionen con fuente hidráulica, se refiere al arreglo turbina y generador.

Central: Corresponde al conjunto de Grupos que comparten una instalación física.

Delegante: Aquel Grupo o Central que brinda el servicio de RPF a través de otro Grupo o Central; siempre que la causa sea una imposibilidad técnica debidamente sustentada.

Encargada: Aquel Grupo o Central que brinda el servicio de RPF por otro Grupo o Central.

Equipo para RPF: Equipo que pertenece a un Grupo o Central, y que es utilizado para brindar el servicio de RPF según lo establecido en el presente procedimiento. Este equipo no podrá exceder al margen de reserva para RPF asignada a la central y/o unidad de generación más un margen de $\pm 5\%$ (variación anual de la reserva asignada para la RPF), debiendo encontrarse obligatoriamente dentro de las instalaciones de la central.

4. ALCANCE

Este procedimiento es de cumplimiento para todas las unidades de generación y sus titulares según la Base Legal del numeral 2 del presente procedimiento.

5. PRODUCTOS

- 5.1 Reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos.
- 5.2 Reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.
- 5.3 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.
- 5.4 Informe anual que determine la magnitud de RRPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 5.5 Estudios o informes complementarios para el funcionamiento y mantenimiento del servicio de RPF:
 - a) Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definida por el COES. Este estudio tendrá periodicidad anual.
 - b) Informe que sustenta la actualización del Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante para RPF (COR) según los considerandos establecidos en el Anexo 4. El COES actualizará el valor del COR cada cuatro (04) años.
 - c) Informe que sustenta la actualización del Factor de Cumplimiento (FaC) según los considerandos establecidos en el numeral 13.1 del presente procedimiento. Este informe se realizará con una periodicidad anual.
 - d) Estudio para determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) exigido para la entrega de la reserva asignada. El referido estudio será actualizado cada dos años.

6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 6.1 El informe anual que determina la magnitud de la RRPF se presentará de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI y será remitido a OSINERGMIN para su aprobación.

- 6.2 El reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos deberá ser emitido el tercer día calendario de haber culminado el mes de evaluación.
- 6.3 Asimismo, la publicación final del informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF será publicado en la página web del COES al quinto día calendario de haber culminado el mes de evaluación.
- 6.4 El reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación y será emitido el miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.
- 6.5 Cada Generador Integrante deberá remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia según lo establecido en el literal e) del numeral 7.2 del presente procedimiento, asimismo, las URS que hayan brindado el servicio de RSF, deberán remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (set point) al segundo y/o las señales individualizadas y procesadas internamente en planta para cada Grupo (en aquellos casos en los que una URS esté conformada por más de un (01) Grupo), según lo establecido en el literal f) del numeral 7.2 del presente procedimiento¹. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 08:00 horas del día siguiente, en el formato y medio establecido por el COES. Esta información no es exigible a aquellos Grupos que no operaron durante el día de evaluación. Para el caso de las URS, en aquellos periodos que no brindaron el servicio de RSF, no será exigida la entrega de la potencia consigna de los Grupos que la conforman.
- 6.6 Los estudios o informes complementarios señalados en el numeral 5.5 serán publicados en la página de internet del COES antes del 30 de noviembre del año correspondiente.

7. OBLIGACIONES

7.1 Del COES

- a) Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de RPPF requerida por el SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo 1.
- b) Asignar la magnitud de RPPF aprobada por el Osinergmin en la programación de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
- c) Publicar en su portal de Internet el reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF.
- d) Publicar en su portal de Internet el reporte preliminar del cumplimiento del servicio de RPF.
- e) Publicar en su portal de Internet el informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF. Este informe mensual incluirá las evaluaciones del cumplimiento de la RPF de los Grupos y/o Centrales, y el listado de áreas representativas del SEIN vigentes determinadas según el literal a) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- f) Mantener el registro histórico de las mediciones de potencia, frecuencia y consignas de potencia (para el caso de URS) asociados a la evaluación de

¹ Corregido por Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano el 09 de setiembre de 2020.

cumplimiento de la RPF por un plazo mínimo de un (01) año. Los agentes podrán solicitar la información de sus registros históricos en caso sea requerido.

- g) Cuando se formen temporalmente áreas aisladas en el SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES podrá definir nuevos porcentajes de RPPF a los Grupos en cada área aislada.
- h) Calcular la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definidas por el COES.

Los resultados serán comunicados a los integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones. Asimismo, estos resultados serán publicados en la página web del COES y considerados para la programación de la operación del mediano y corto plazo del SEIN.

- i) Determinar el COR de acuerdo a lo detallado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- j) Determinar el valor del FaC según lo detallado en numeral 13.1 del presente procedimiento.
- k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) según el numeral 5.5 del presente procedimiento.

7.2 De los Integrantes del COES

- a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos o Centrales mediante una Encargada, Equipo para RPF y/o a través de los mismos; en este último caso los Integrantes deben mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad en los valores necesarios para cumplir en todos sus extremos el presente procedimiento.
- b) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y/o Centrales durante la prestación del servicio de RPF, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.
- c) Entregar al COES oportunamente la información técnica actualizada de sus Grupos o Centrales, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- d) En caso el Integrante tenga la necesidad de modificar los parámetros del regulador de velocidad del Grupo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica a la que se refiere el literal c) del presente numeral.
- e) Disponer de un sistema de medición debidamente calibrado según lo detallado en el numeral 8.5 del presente documento.

- f) Para el caso de aquellos Grupos que formen parte de una URS² y no se encuentren evaluadas como Central, deberán disponer de un sistema de registro de las consignas de potencia directas del AGC o de las consignas de potencia internas correspondiente a cada uno de los Grupos que compongan la URS, con capacidad de almacenamiento para treinta y un (31) días.
- g) Comunicar al COES en caso un Grupo o Central de su propiedad se encontrara imposibilitada parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Esta comunicación no exime al Generador de la aplicación del numeral 12.1 del presente procedimiento.

8. REQUISITOS E INFORMACION TÉCNICA PARA EL SERVICIO DE RPF

8.1 Los requisitos técnicos que deberán cumplir los Grupos para brindar el servicio de RPF son los siguientes:

- a) Operar con el regulador de velocidad en modo estatismo (“Droop mode”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal siguiente:

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} < f < f_{\max \rightarrow \text{gen}}$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}$: Límite superior de la frecuencia que asegura la respuesta los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

$f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límite inferior de la frecuencia que asegura la respuesta de los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- b) Su estatismo permanente deberá ser ajustable al menos dentro de un rango de 2% a 7%. Los Grupos podrán ser ajustados con estatismos diferentes siempre y cuando cumplan con lo establecido en el literal b) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
- c) La Banda muerta deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

8.2 La información técnica de los Grupos o Centrales que los Integrantes deben remitir al COES es la siguiente:

- a) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual).
- b) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual).
- c) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final).

² El concepto de URS se encuentra dispuesto en el Procedimiento Técnico COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”

- d) Documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad en concordancia con lo dispuesto en el numeral 1.4.5 de la NTCOTRSI.
- e) Cualquier otra información que a criterio de COES sea necesaria, tales como planos, protocolos de ensayo, manuales del fabricante e información técnica adicional.

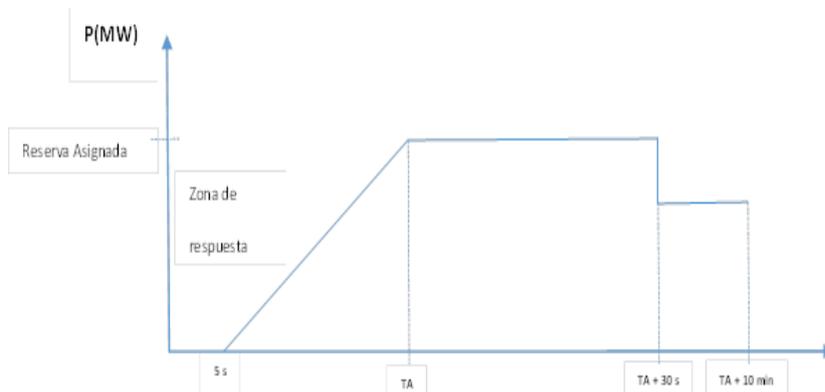
La información mencionada en los literales anteriores deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de los Grupos.

- 8.3 Las Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas podrán asumir como máximo una reserva delegada que sumada a la reserva propia les permita cumplir con lo especificado en el numeral 8.1.
- 8.4 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas y que utilicen los Equipos para RPF para brindar el servicio de RPF, tendrán la condición de Encargadas únicamente durante los periodos que se encuentren operando conectadas al SEIN.
- 8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia en bornes del Grupo, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo para RPF, deberán encontrarse debidamente calibrados, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. Esta información de potencia y frecuencia deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta y un (31) días. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.
- 8.6 En caso un Generador Integrante decida que todos los Grupos de Central o URS de su titularidad, sean evaluadas como si fuese una Central, deberá comunicar al COES por escrito dicha decisión, indicando los Grupos que deben ser consideradas bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas, pudiendo contar con un solo equipo de medición, que incluya las mediciones de su Equipo para RPF en caso corresponda, que cumpla con las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.
- 8.7 El titular de Grupo o Central que cuente con un Equipo para RPF deberá comunicar al COES el listado de Grupos por el que el Equipo para RPF brindará el servicio.

9. SERVICIO DE REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

- 9.1 El Tiempo de Aporte para RPF (TA) exigido para la entrega de la reserva asignada será el que defina el COES, bajo su responsabilidad, según el estudio mencionado en el literal d) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- 9.2 La respuesta de los Grupos ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:
 - a) Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a un Grupo para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos de ocurrido el Evento y llegar a su valor de aporte antes del TA. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales cuando se trate de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.

- b) A partir del TA más treinta (30) segundos, el aporte de RPPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a los Grupos turbovapor, incluyendo los que forman parte de un ciclo combinado.
- c) La siguiente figura grafica lo expresado en los literales a) y b) previos.



10. SOBRE LA DELEGACIÓN DEL SERVICIO

10.1 Para delegar el servicio de RPF, la Delegante deberá presentar un informe que sustente la imposibilidad técnica para realizar la RPF, con el siguiente contenido mínimo:

- a) Presentar el estatismo permanente del lazo automático de control de velocidad.
- b) Presentar la máxima banda muerta del controlador de velocidad.
- c) Presentar el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia, y el gradiente de toma de carga, frente a escalones en la consigna de frecuencia o potencia.
- d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de velocidad en todos los modos posibles de operación.
- e) Mostrar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del controlador de velocidad de su máquina motriz ante las variaciones de frecuencia presentadas en el SEIN.
- f) Para el caso de unidades generadoras impulsadas por turbinas de gas, se deberá evaluar la respuesta del sistema de control velocidad-potencia de la máquina motriz y del lazo de control de temperatura, frente a una señal en la consigna de frecuencia que simule un importante y abrupto descenso de la frecuencia.
- g) Identificar y registrar las magnitudes y parámetros principales que permiten "homologar" el modelo del Controlador de velocidad.
- h) Determinar la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz.

10.2 La delegación deberá realizarse por día calendario completo y por un periodo mínimo de un día. Para ello, el titular de la unidad de generación Delegante deberá comunicar su solicitud al COES, conforme a los medios y formas establecidas por éste, hasta las nueve (09:00) horas del día previo a que se ejecute la delegación, detallando la vigencia de la delegación, no se considerarán solicitudes fuera de plazo.

- 10.3 En caso la Encargada y Delegante sean de diferentes titulares, las partes deberán expresar su conformidad según los medios y formas establecidos por el COES, considerando el mismo plazo indicado en el numeral precedente. El COES podrá rechazar la solicitud de delegación cuando detecte algún incumplimiento a lo establecido en el presente procedimiento.
- 10.4 Aquellas Centrales o Grupos que formen temporalmente un área aislada del Sistema, no podrán delegar el servicio durante el periodo de duración.

11. PROGRAMACIÓN DE LA RESERVA PARA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

En las restricciones del despacho económico, para cada período de optimización del Programa Diario de Operación y del Programa Semanal de Operación se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada uno de los Grupos comprendidos dentro del alcance del presente procedimiento según la fórmula (1).

$$\frac{P_{\text{mínima}_i}}{1 - \% \frac{RA}{100}} \leq \text{Generación}_{i,p} \leq \frac{\text{Disponible MW}_{i,p}}{1 + \% \frac{RA}{100}} \dots (1)$$

Dónde:

- Generación_{i,p} : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW del Grupo “i” para el período de optimización p.
- Disponible MW_{i,p} : Potencia máxima (en MW) que puede entregar un Grupo “i” para el despacho económico en el período de optimización p. La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al despacho económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.
- % RA : Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 expresado en %. Cuando un Grupo realice la RPF mediante su Equipo para RPF, el COES determinará con el debido sustento, el valor de %RA correspondiente según sea el caso, lo cual deberá ser indicado en el respectivo programa de operación.
- P_{mínima_i} : Generación Mínima Técnica del Grupo “i” registrada en su correspondiente ficha técnica aprobada por el COES.

12. EVALUACION DEL SERVICIO, DE LA INFORMACIÓN Y DEL DESEMPEÑO DE RPF

12.1 Evaluación del cumplimiento de la RPF

- a) El COES efectuará la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, para cada día del mes evaluado, de todos los Grupos y Centrales que operaron con la obligación de prestar el servicio de RPF, excepto en las siguientes situaciones:
- i. Para aquellos Grupos o Centrales que estén realizando ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas”, o aquellos procedimientos que los reemplacen.

- ii. Para aquellos periodos en los que los Grupos se encuentren variando su potencia de generación por disposición del COES. Esta excepción no es aplicable a las URS que se hayan encontrado brindando el servicio de RSF.
 - iii. Los periodos en los que las URS se encuentren brindando el servicio de RSF de manera manual y/o no conectadas al AGC del SEIN.
 - iv. En periodos en que el Grupo se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal b) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
 - v. Se excluye a aquellas Delegantes en los periodos en los cuales su Encargada se encuentre en un sistema aislado y su Delegante en un sistema diferente.
- b) La metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF, se encuentra establecida en el Anexo 3. Asimismo, el COES emitirá una Nota Técnica para la Aplicación de la Evaluación del Cumplimiento de la RPF de dicho anexo, previo a la entrada en operación de un Equipo para RPF, la que incluirá el modelo estándar aplicable, según el tipo de tecnología del Equipo para RPF; así como, consideraciones en la evaluación del aporte de potencia para RPF y de ser el caso, la calificación del cumplimiento, correspondientes a los numerales 3 y 4 del Anexo 3, respectivamente.

12.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando un Generador Integrante no remita los registros de frecuencia y potencia en los plazos establecidos, se considerará un incumplimiento diario al servicio de RPF igual a 1.0 por cada día que no remitió dicha información.
- b) La información reportada por los Integrantes será revisada por el COES para verificar la consistencia de los registros de frecuencia, según la metodología establecida en el Anexo 2.
- c) En caso el Grupo o Central acumulen un total de veintiún (21) días con datos calificados como inconsistentes en el mes anterior al mes de evaluación, todos los días del mes de evaluación que resulten con datos inconsistentes, tendrán automáticamente la calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1.
- d) Para cada día en el que una Central o Grupo resulte con datos calificados como inconsistentes, la evaluación de cumplimiento del servicio de RPF se realizará con la frecuencia del SEIN.

12.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

En caso el COES evidencie un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF tal que comprometa la estabilidad y seguridad del SEIN, solicitará al Integrante propietario del Grupo o Central que se encuentren incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación.

Se considera desempeño inadecuado de un Grupo o Central cuando su aporte de reserva para RPF presenta un comportamiento oscilatorio en fase con algún modo oscilatorio de la frecuencia del SEIN.

Detectado el desempeño inadecuado del Grupo o Central se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al Generador Integrante propietario de dicho Grupo o Central, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.
- b) El Generador Integrante tendrá un plazo de seis (06) meses calendario para responder la solicitud del COES mediante un informe en el cual se detalle los resultados de la modificación de parámetros y las pruebas que certifiquen la operación estable del Grupo o Central mediante simulaciones de sistema aislado u otras pruebas de verificación, de acuerdo con estándares internacionales IEEE, IEC u otros protocolos de pruebas que proponga el COES. Para la realización de estas pruebas, el Osinergmin y el COES podrán participar en calidad de veedores.
- c) El COES, en un plazo de 10 días hábiles emitirá respuesta de conformidad o disconformidad con los resultados del estudio presentado por el Generador. En este segundo caso el Integrante deberá salvar las observaciones en el menor plazo posible.
- d) En caso el Integrante propietario del Grupo o Central no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo o Central tendrá una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 hasta que el COES emita una carta expresando conformidad con el adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF.

13. CARGO POR INCUMPLIMIENTO

En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 12 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento y su correspondiente liquidación según lo siguiente:

- 13.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando por la fórmula (2).

$$\text{CargoINC}_{g,n} = \sum_{j=1}^D (\text{INC}_{g,j} \times \%RA \times \text{GenM}_{g,j} \times \text{COR}) \dots (2)$$

Dónde:

- $\text{CargoINC}_{g,n}$: Cargo por incumplimiento del Grupo “g” correspondiente al mes “n”.
- D : Número de días del mes “n”
- $\text{INC}_{g,j}$: Nivel de incumplimiento diario del Grupo “g” detectado para el día “j”
- $\text{GenM}_{g,j}$: Potencia media del Grupo “g” el día “j” expresado en MW. Este valor se obtiene promediando todos los registros de potencia del día “j”, incluso los valores cero.
- COR : Costo de Oportunidad de la Reserva no Suministrada para RPF, determinada en función a los costos de inversión y operación eficientes de un Equipo para RPF expresado en \$ / MW-día. El cálculo del COR se encuentra especificado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- % RA : Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 expresado en %.

- 13.2 Los cargos por incumplimiento calculados con la fórmula anterior serán distribuidos entre los Grupos cuyo cumplimiento del servicio de RPF en promedio mensual sea mayor al valor de FaC vigente utilizando las fórmulas (3) y (4).

$$\text{Cumpli}_g = \frac{\sum_{j=1}^D [(1 - \%RPNSd_{j,g}) \cdot P_{j,g}]}{\sum_{j=1}^D [P_{j,g}]} \dots (3)$$

- Si $\text{Cumpli}_g > \text{FaC}$, entonces:

$$\text{Incent}_g = \text{CargoIncT}_n \times \frac{\text{Cumpli}_g \times \text{PE}_g}{\sum_{U_{RPF}} \text{Cumpli}_U \times \text{PE}_U} \dots (4)$$

- Si $\text{Cumpli}_g \leq \text{FaC}$, entonces:

$$\text{Incent}_g = 0$$

Dónde:

- Cumpli_g : Indicador mensual del cumplimiento del servicio de RPF por parte de del Grupo “g”.
- $\%RPNSd_{j,g}$: Promedio diario del porcentaje de la reserva primaria no suministrada por el Grupo “g” correspondiente al día “j”, determinado en el Anexo 3 del presente procedimiento.
- D : Número de días del mes de evaluación.
- Incent_g : Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo “g”
- CargoIncT_n : Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante el mes “n”.
- PE_g, PE_U : Producción mensual de energía activa del Grupo “g” o “U”.
- U_{RPF} : Todos los Grupos con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el mes “n”.
- $P_{j,g}$: Parámetro de presencia del Grupo “g” el día “j”. Su valor será uno (1) en caso el Grupo hubiese operado en algún periodo del día de evaluación, de lo contrario su valor será igual a cero (0).
- FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de incumplimiento promedio de los últimos 180 días de evaluación disponibles en el momento de su actualización.

- 13.3 Los cargos por incumplimiento y su liquidación serán incorporados en el Informe LSCIO del mes en evaluación.

14. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta será igual o inferior a $\pm 0,0833\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,050$ Hz).

Segunda: Aquellas URS que posean mando centralizado del AGC y que necesiten implementar el equipamiento necesario para que se registre y almacene la información de las consignas de

potencia de cada Grupo de acuerdo con el numeral 7.2 del presente procedimiento, tendrán un periodo de seis (06) meses contados a partir de la publicación del presente procedimiento para su implementación. Durante este periodo de implementación, la URS serán evaluadas como Central (numeral 8.6 del presente procedimiento).

Tercera: En caso exista un monto de dinero recaudado por incumplimiento en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 anterior al presente, dicho monto será dividido en tres partes iguales, liquidándose cada parte en los siguientes tres (03) meses de aplicación del presente procedimiento.

Cuarta: Los valores TA, FaC y COR iniciales serán 60 segundos, 30% y 2250 S//MW-día respectivamente. Estos valores serán actualizados en base a los estudios y/o informes complementarios al que se refiere el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los plazos para la ejecución de los estudios y/o informes complementarios referidos se contabilizarán a partir del 1 de enero del año siguiente al de publicación del presente procedimiento.

Quinta: El incumplimiento de las obligaciones de los Integrantes previstas en el presente procedimiento, en los casos distintos a los tratados a través del artículo 13, deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado.

ANEXOS

Anexo	Descripción
1	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF
2	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA
3	EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF
4	CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del TA de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RRPf para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 1.3 Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.
- 1.4 La magnitud de RRPf para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.5 En la metodología se considera inicialmente una RRPf asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.
- 1.7 Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RRPf entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RRPf diferenciados para dichos periodos.

2. METODOLOGÍA

- 2.1 Se calcula el costo de la Energía No Suministrada (ENS), asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.2 y 1.3, como se indica en los numerales 3 y 4 del presente anexo.
- 2.2 Se calculan los costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva, como se indica en el numeral 2.5 del presente anexo.
- 2.3 Incrementar la Reserva Rotante en un 1% e iniciar nuevamente en el numeral 2.1 anterior.
- 2.4 Determinar la Reserva Rotante que se asignará a la RPF como el punto donde se minimiza la suma de las siguientes tres (3) componentes:
 - a) Los costos operativos adicionales por mantener la Reserva Rotante destinada a la RPF;
 - b) El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
 - c) El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 2.5 Para cada nivel considerado en el numeral 2.3 del presente anexo, se hará simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la programación de mediano plazo y estimará el sobre costo, respecto de un escenario base sin reserva.

- 2.6 Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en él se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo a la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

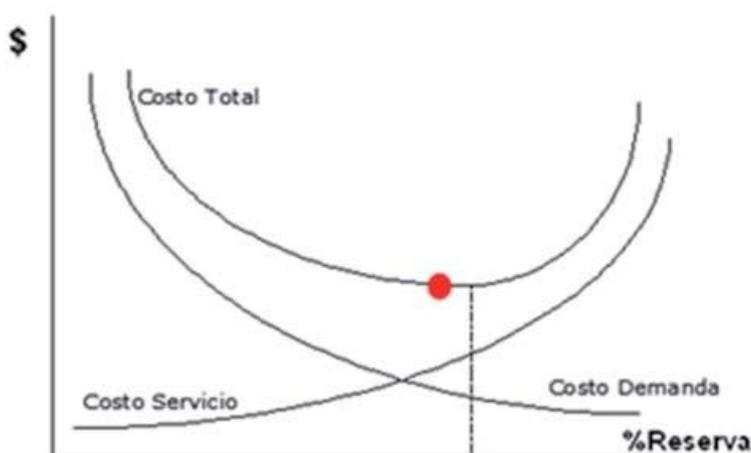


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR PÉRDIDAS DE GENERACIÓN

- 3.1 La demanda que es necesaria desconectar para cada Evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante desconexiones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de servicio de generación. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo. Para estas simulaciones dinámicas se considerará como aporte de las centrales el porcentaje de reserva del caso evaluado. Asimismo, mediante estas simulaciones dinámicas se determinará el valor de estatismo que deberían tener los Grupos (%E), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2 En la determinación de la RRPf debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RRPf a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) previo;
 - Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.1 del presente anexo.

- 3.3 Se debe considerar la información utilizada en el último estudio de Rechazo Automático de Carga.
- 3.4 Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de transmisión que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la información histórica de fallas de los equipos antes indicados para un periodo de los últimos treinta y seis (36) meses.
- 3.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecerse luego de cada Contingencia. Para esto, sobre la base de las estadísticas y la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, se estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 3.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

- 4.1 Para determinar la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se identificarán las cargas de magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda y que toman completamente dicha carga en 1 minuto.
- 4.2 La demanda que sería necesaria rechazar/rationar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.3 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
 - a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de reserva se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte de carga realizado y el valor encontrado en el literal a) previo.
 - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor de estado cuasi estable definido el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.4 Considerar para estos análisis la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que para la frecuencia originan los Eventos en instalaciones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.
- 4.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada Evento. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.

- 4.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

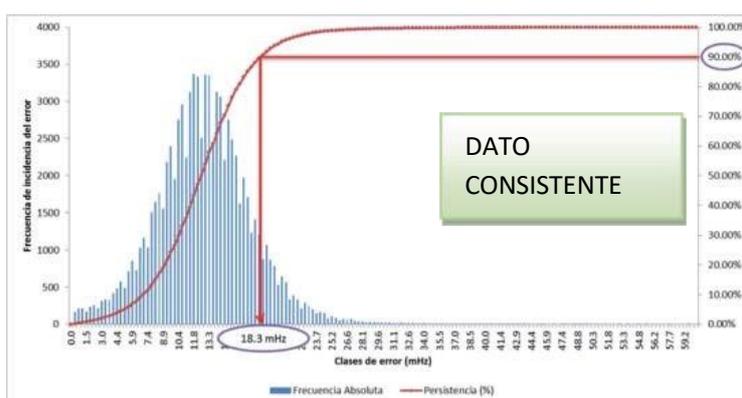
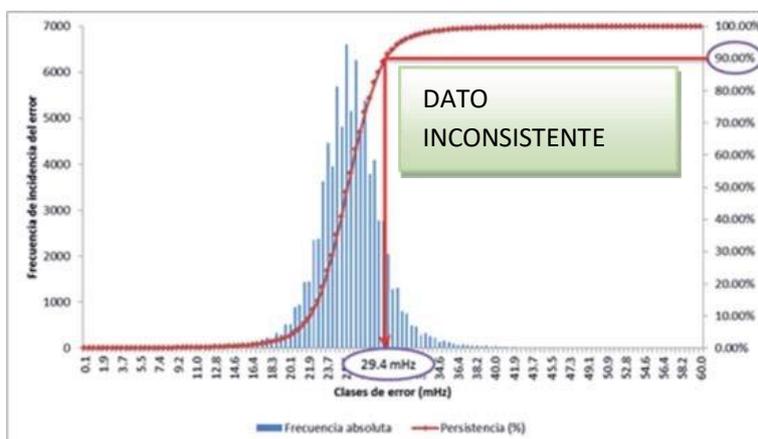
ANEXO 2

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA

La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los Generadores Integrantes se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

- Para cada segundo del registro diario se calculará el error absoluto (Hz) entre la frecuencia del Grupo y la frecuencia del SEIN (registro de frecuencia de los GPS del COES).
- Se excluyen de la evaluación los periodos donde el Grupo no operó y a los periodos en los que los Grupos se encuentren en sistemas aislados temporalmente del SEIN.
- Sobre la base de la función de probabilidad acumulada, se determina el error que corresponde a una probabilidad acumulada del 90%. Si el error determinado es superior a 20 mHz, el registro de datos diario evaluado es considerado como dato inconsistente.

Se muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.



ANEXO 3

EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF

1. Periodo de Evaluación

- 1.1 El COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\Delta f_{\max} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n$$

Donde

Δf_{\max} : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estatismo con valor igual a 5%

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 8.1 del presente procedimiento

- 1.2 Se utilizarán los siguientes límites tomando la frecuencia del SEIN en la elección del periodo de evaluación, ver fórmulas (1) y (2).

$$f_{\max \rightarrow \text{gen}} = f_n + 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (1)$$

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} = f_n - 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (2)$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límites superior e inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de los Grupos.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- 1.3 Para cada día de evaluación, se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos para cada Periodo de Base, Periodo de Media y Periodo de Punta (estos periodos son los especificados en el Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronostico de la demanda a corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", o el que lo reemplace), haciendo un total de tres periodos para un día de evaluación, en los que el Grupo o Central podrán estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. La elección de los periodos tendrá en cuenta lo siguiente:

- Se excluye el periodo de aquel Grupo que se encuentre en la condición del numeral 10.4 del presente procedimiento.
- Para aquellos Grupos que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada del Grupo no deberá variar en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.
- Para aquellos Grupos o Centrales que se encuentren conectadas al AGC del COES brindando el servicio de RSF, la potencia de referencia de generación del AGC (base point), deberá mantenerse constante en el periodo de evaluación.
- Para todos los Grupos sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$]. De estos datos,

por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM-0,01)$ Hz y otro 20% por debajo de $(60 - BM+0,01)$ Hz.

- e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un periodo de evaluación, se repiten el paso a) o b), según corresponda, y c) considerando esta vez periodos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un periodo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20% a 15% la restricción indicada en el literal c) anterior. De no encontrarse periodo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0).

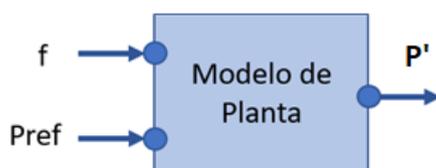
2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación de la prestación del servicio de RPF, el Generador podrá entregar al COES con copia al Osinergmin, un modelo que represente a su Grupo, Central o Equipo para RPF, adjuntando el sustento técnico respectivo, el cual debe incluir de manera comparativa la aplicación de dicho modelo respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo; en dicho caso, la evaluación se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo. En su defecto, el COES utilizará para la evaluación, según sea el caso lo siguiente:

- a) El modelo estándar según lo establecido en el numeral 2.2 del presente Anexo para los Grupos o Centrales que realizan el servicio de RPF sin el uso de un Equipo para RPF.
b) El modelo estándar aplicable para los casos en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF, el cual será definido por el COES en su correspondiente Nota Técnica.

2.1 Evaluación con el Modelo de Planta del Grupo o Central

A partir del modelo comunicado por el Generador, el COES determinará la potencia de salida del Grupo, Central o Equipo para RPF correspondiente a la frecuencia del periodo de evaluación definido en el numeral 1 del presente Anexo.



Dónde:

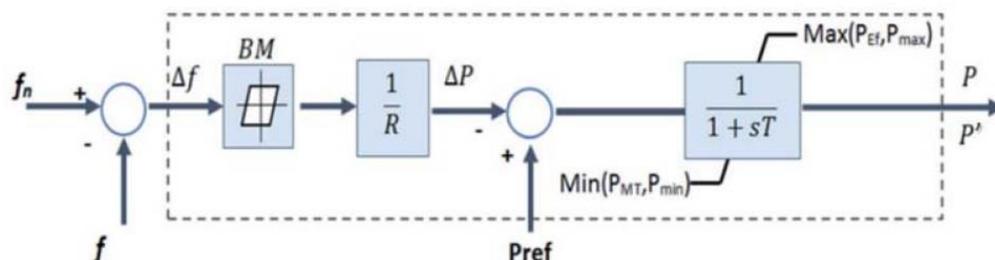
- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, Equipo para RPF o lo establecido en el literal d) del numeral 12.2 según corresponda.
 P' : Potencia del Grupo, Central o Equipo para RPF determinada con el Modelo de Planta.
 P_{ref} : Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (set point) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el numeral 6.5 del presente procedimiento; para el caso de sistema de almacenamiento de energía con baterías este parámetro tendrá valor cero (0).

2.2 Evaluación con el Modelo estándar

Para utilizar el Modelo estándar se determinan los parámetros con los que se ejerce el servicio a partir de la respuesta en potencia del Grupo, Central o Equipo para RPF. Para el

periodo de evaluación identificado en el numeral 1 del presente anexo se procede de la siguiente manera:

Se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia con el modelo de primer orden descrito en la siguiente figura, asimismo se determina el estatismo de las unidades de generación de acuerdo con la fórmula (3).



$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \dots \dots (3)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, o lo establecido en el literal d) del numeral 12.2 según corresponda.
- P : Registro de potencia del Grupo o Central.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central. En caso de Grupos hidráulicos, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.
- $\text{Max}(P_{Ef}, P_{max})$: Valor máximo entre la Potencia Efectiva del Grupo y la potencia máxima registrada durante el periodo de evaluación.
- $\text{Min}(P_{MT}, P_{min})$: Valor mínimo entre la generación en mínimo técnico del Grupo y la potencia mínima registrada durante el periodo de evaluación.

Parámetros estimados

- P_{ref} : Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de evaluación del cumplimiento de las centrales que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (set point).
- P' : Potencia del Grupo o Central determinada con el modelo estándar.
- BM : Banda muerta del Grupo o Central evaluada, la cuál será acotada en base a lo declarado por el titular.
- $\%E$: Estatismo del Grupo.
- $1/R$: Ganancia en estado estacionario.
- T : Constante de tiempo.

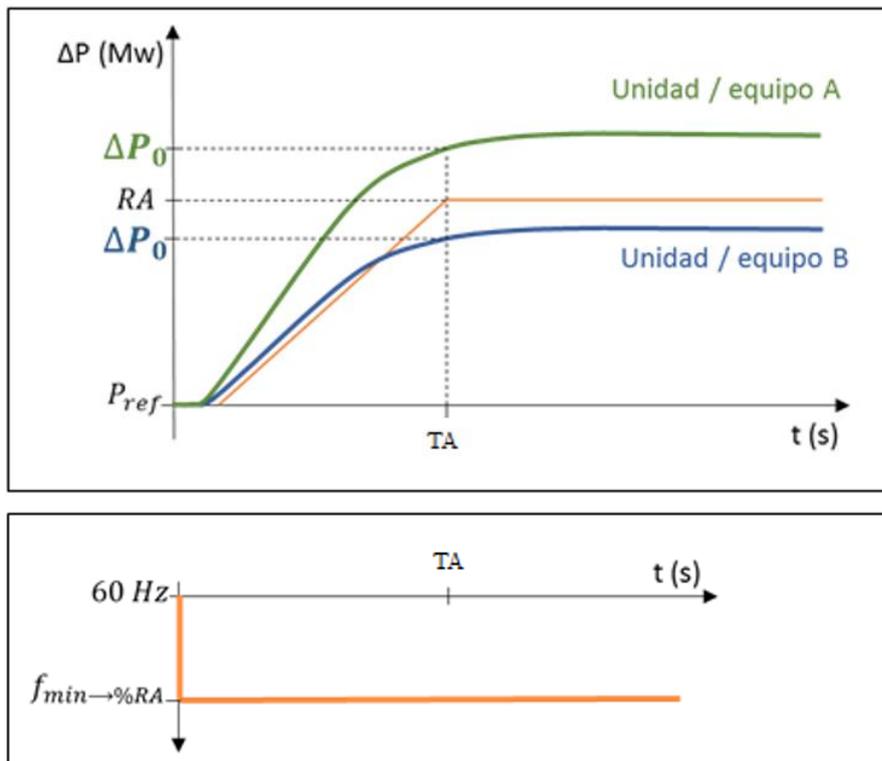
3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

Con el modelo definido en el numeral 2.1 o 2.2 precedentes, o el modelo estándar definido en la Nota Técnica del COES en aplicación del literal b) del numeral 2 del presente Anexo, según el caso de cada Grupo o Central, se calcula el aporte de potencia en el Tiempo de Aporte para RPF TA (ΔP_0) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada.

$$f_{min \rightarrow \%RA} = f_n - \Delta f_{max} \dots \dots \dots (4)$$

Dónde:

$f_{min \rightarrow \%RA}$: Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada



4. Calificación del cumplimiento

- Se evalúa el coeficiente R2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y la potencia de salida del modelo estimado en aplicación del numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.6, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0).
- Para la evaluación del cumplimiento, a cada Grupo o Central, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total (ΔP_t) el cual se determina de la siguiente manera:

Para el caso de Delegantes y de Grupos que no delegan:

$$\Delta P_t = \Delta P_{0i} + \sum_{e=1}^T \Delta P_{e,i}$$

$$\Delta P_{e,i} = \Delta P_{0e} \times \frac{RE_i}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Para el caso de una Encargada:

$$\Delta Pt_e = \Delta Po_e \times \frac{RA_e}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Dónde:

- ΔPt : Aporte de potencia para RPF total, es el valor que se utilizará para la evaluación de la reserva primaria no suministrada.
- ΔPo : Aporte de potencia para RPF del Grupo o Central más el aporte de potencia de su Equipo para RPF, obtenidos de la simulación del escalón de frecuencia (numeral 3 del presente anexo).
- $\Delta Pe_{e,i}$: Aporte de potencia para RPF suministrada por la Encargada “e” a favor de la Delegante “i”.
- RA : Reserva asignada, se presentan los siguientes casos para su determinación:
- i. En caso el Grupo o Central no se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times P_{ref}$
 - ii. En caso el Grupo o Central se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times \text{Base Point}$
- RE : Reserva encargada, es la magnitud de reserva que una Delegante ha delegado a una Encargada, la magnitud podría ser el total o una fracción de la RA de la Delegante para lo cual el Generador deberá informar la variable “Cd” cuyo valor estará entre 0 y 1: $RE = RA \times Cd$
- i : Grupo “i”.
- e : Encargada “e”.
- j : Delegante “j”.
- T : Total de Encargadas del Grupo “i”.
- J : Total de Delegantes de la Encargada “e”.

c) Los aportes de potencia para RPF suministrados por las Encargadas corresponderán al mismo periodo de evaluación de la Delegante, en caso de que la Encargada no se encuentre operando durante el periodo de evaluación de la Delegante, el aporte de la Encargada a favor de la Delegante será cero (0).

d) Para el Grupo “g” se determina el porcentaje de reserva primaria no suministrada (%RPNS) mediante la siguiente fórmula:

$$\%RPNS_g = \max\left(1 - \frac{\Delta Pt_g \times 100}{RA_g}; 0\right) \times 100$$

e) Se determina el nivel de incumplimiento de los periodos evaluados para el día, en función del %RPNS determinado en el literal d) anterior, utilizando la siguiente expresión:

$$INC = \text{Max}\left[0.434 \times \text{Ln}\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right]$$

f) El nivel de incumplimiento diario para el Grupo se determina como el promedio aritmético de los valores de los incumplimientos de los periodos evaluados, en caso de no encontrarse periodo evaluable durante el día de evaluación se considerará incumplimiento igual a cero (0).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD**

- g) El incumplimiento diario de un Grupo será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de los Grupos del servicio de RPF.
5. Para el caso en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF, en el caso de los numerales 2, 3 y 4 del presente Anexo, se considerará lo indicado en la Nota Técnica emitida por el COES, según lo establecido en el literal b) del numeral 12.1 del presente procedimiento.

ANEXO 4

CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

1. Premisas

El COR será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un Equipo para RPF basado en un sistema de almacenamiento de energía con baterías y se expresará en S/. /MW-día.

2. Metodología de cálculo

- 2.1** Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un Equipo para RPF considerando una vida útil de 120 meses y la tasa actualización establecida en el Artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

$$M = \frac{INV \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times FOyM \dots \dots (1)$$

Dónde:

INV : Costo unitario de inversión de un Equipo para RPF. Este costo está expresado en Soles por MW de reserva a subir y a bajar, incluye los equipamientos necesarios para su instalación y conexión al SEIN.

i : Tasa de actualización mensual determinada a partir de la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).

n : Vida útil del Equipo para RPF (120 meses)

FOyM : Factor que representa el porcentaje de los costos de operación y mantenimiento sobre el costo de la inversión. Este factor tendrá un valor de 1,03.

- 2.2** El COR se establecerá como un cargo diario afectada por un factor K_d , según la fórmula (2).

$$COR = K_d \times \frac{M}{30} \dots \dots (2)^3$$

Dónde:

K_d : Factor de disuasión. Este factor tendrá un valor de 1.5.

3. Actualización del costo

El COES actualizará el valor del COR, cada cuatro (04) años. Para este efecto, actualizará el costo unitario de inversión INV y, de ser necesario, los parámetros de cálculo FOyM y K_d

³ Corregido por Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano el 09 de setiembre de 2020.