



Osinergmin

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGRAS Y SOSTENIBLES

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
OSINERGMIN N° 19-2026-OS/CD**

**Aprueban el Procedimiento
Técnico del COES N° 21
“Reserva Rotante para la
Regulación Primaria de
Frecuencia”**

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**Se dispone la publicación del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21
“Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21)**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 19-2026-OS/CD**

Lima, 10 de febrero del 2026

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se dispone que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Regulador Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos de carácter particular, aplicables a las entidades;

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, en el literal f) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se prevé como una función operativa del COES, el calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del COES, 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 el artículo 5.2 del citado Reglamento 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° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Asimismo, según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía, los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, en el marco de la Guía, se publicó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (“PR-21”), aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD, cuyo objetivo es 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”);

Que, de la aplicación del PR-21, el COES mediante Carta N° D-031-2025 del 15 de enero de 2025 presentó una propuesta de modificación del PR-21, sustentándose en la necesidad de modificar la metodología de cumplimiento de RPF, modificar el cálculo del monto CargoINC, establecer el cargo por Periodo Horario, para reflejar las variaciones de los Costos Marginales y desincentivar el incumplimiento estratégico de los generadores, mejorar la delegación del servicio de RPF, entre otros;

Que, en consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 874-2025-GRT y N° 923-2025-GRT del 08 y 21 de abril de 2025, respectivamente, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21 otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante Carta N° COES/D-588-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21;

Que, con Resolución N° 104-2025-OS/PRES, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-21, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 21 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-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° 104-2025-OS/PRES se otorgó un plazo de treinta días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados por las empresas Infraestructura y Energía Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Red de Energía Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Electroperú S.A., y del COES dentro del plazo han sido analizados en el Informe Técnico N° 073-2026-GRT y en el Informe Legal N° 074-2026-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico; por tanto, corresponde la aprobación final del procedimiento;

Que, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1978-2025-GRT, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y/o sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión;



Que, el COES con Carta COES/D-1123- 2025 del 23 de octubre de 2025 remitió la opinión a los comentarios de los agentes al proyecto de modificación del PR-21, y la modificación del proyecto del PR-21;

Que, el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM/DGE del 24 de octubre de 2025 modificó el numeral 6.2.2 de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados indicando que la Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación con potencia mayor a 10MW, asimismo en su Primera Disposición Complementaria Final señala que el COES remitirá la modificación de los procedimientos necesarios;

Que, mediante Oficio N° 2436-2025-GRT del 23 de diciembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES observaciones a la opinión a los comentarios de los agentes, a fin de complementar el análisis;

Que, el COES, con Carta COES/D-055-2026 del 22 de enero de 2026 remitió la absolución a dichas observaciones e incluyó la propuesta de modificación del PR-21 y la modificación del Procedimiento Técnico N° 20 "Ingreso, Retiro y Modificación de Instalaciones en el SEIN" en cumplimiento de lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria Final de la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM/DGE, la cual se someterá a las etapas indicadas en la Guía;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 073-2026-GRT y el Informe Legal N° 074-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin;

Que, debido a la cantidad modificaciones propuestas, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-21, para facilitar su manejo por parte de los administrados, en un documento integrado;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergrmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinergrmin, 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 COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 04-2026, de fecha 10 de febrero de 2026.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar el 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.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21), aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD.

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución y su Anexo en el diario oficial El Peruano y en <https://www.gob.pe/osinergrmin>, y consignarla junto con el Informe Técnico N° 073-2026-GRT y el Informe Legal N° 074-2026-GRT, en el portal web institucional de Osinergrmin: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
<ul style="list-style-type: none"> Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° ...-2026 -OS/CD, publicada el ... de febrero de 2026. 		

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 centrales termoeléctricas o hidroeléctricas, se refiere al arreglo motor primo y generador.

Central: Conjunto de Grupos que comparten una instalación física o cualquier otro generador de energía eléctrica que se encuentre dentro del alcance del PR-21.

Delegante: Grupo o Central que brinda el servicio de RPF a través de una Encargada.

Delegación: Acto mediante el cual una Encargada presta el servicio de RPF en nombre de una Delegante, cumpliendo los requisitos correspondientes establecidos por este procedimiento.

Encargada: Cualquier generador de energía eléctrica en Operación Comercial, que brinda el servicio de RPF en representación de una Delegante.

Periodo Horario (p): Intervalo específico dentro del día que abarca un ~~rango de~~ tiempo determinado el cual es definido en el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

Unidad de Regulación Secundaria (URS): Unidad o conjunto de unidades de generación que pueden prestar el servicio de RSF.

4. Alcance

Este procedimiento es aplicable a todas las centrales de generación conectadas al SEIN con obligación de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de conformidad con lo establecido en la NTCOTRSI, tales como centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales de cogeneración calificadas y cualquier otra tecnología de generación que no se encuentre exonerada por dicha norma.

5. Productos

- 5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos, %RPNS, evaluación de Encargadas, Delegantes y los eventos atípicos identificados que no permiten una correcta evaluación de la RPF.
- 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 del SEIN definida por el COES según este estudio. Este deberá incluir la definición de las áreas representativas del SEIN acordes con la situación del sistema, un análisis sobre la concentración del servicio de reserva para la regulación primaria de frecuencia y evaluaciones del estado estacionario y dinámico de los Grupos o Centrales Encargadas. Este Estudio tendrá periodicidad anual.

Durante el año, el COES mantendrá actualizada la magnitud de RPF delegada.

- 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 14.2 del presente procedimiento. Este informe se realizará con una periodicidad anual.
- d) Estudio para determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TAp) exigido para la entrega de la reserva asignada. El referido estudio será actualizado cada dos años.
- e) Informe que determina los Periodos Horarios [los periodos deberán cubrir las 24 horas del día] y los factores a1, a2 y a3 de los literales d) y e) del numeral 1.3 del Anexo 3 para los efectos del procedimiento del servicio de RPF. El COES emitirá este informe cada tres (03) años.

6. Plazos de publicaciones COES

- 6.1 El reporte semanal del cumplimiento 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.
- 6.2 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 informe anual que determina la magnitud de la RPPF 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.
- 6.5 El informe anual del FaC deberá ser publicado en noviembre del año anterior al inicio de su ejecución. Los demás estudios o informes señalados en el numeral 5.5 deberán publicarse antes del 30 de noviembre del año correspondiente. En todos los casos, estos serán publicados a través del sitio web del COES y su aplicación se iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente al de su publicación.

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 del servicio de RPF y el registro de frecuencia del SEIN.
- 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 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 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 Sistemas Aislados Temporales en el SEIN, el COES podrá definir nuevos porcentajes de RPPF a los Grupos y Centrales que lo conforman.
- 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 con lo detallado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- j) Determinar el valor del FaC según lo detallado en numeral 14.2 del presente procedimiento.
- k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TAp) según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los resultados serán comunicados a los Integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones.

7.2 De los titulares de los Grupos y Centrales con Operación Comercial

- a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos y Centrales de conformidad a las opciones y requisitos establecidos en el presente procedimiento.
- b) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con otras señales necesarias para la utilización del Modelo Propio referidas en el numeral 2.1 Anexo 3 para los Grupos y Centrales, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición de resolución de (01) segundo. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. Esta obligación no es exigible a aquellos Grupos que no operaron durante el día de evaluación. En caso su Grupo o Central se encuentre vinculado a un Equipo RegFrec, el titular del Grupo o Central podrá remitir al COES la información correspondiente al Equipo RegFrec vinculado, ello según lo indicado en el presente literal.
- c) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.
- d) Los titulares de las URS que hayan brindado el servicio de RSF, deberán remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) 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 h) del numeral 7.2 del presente procedimiento. 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.
- e) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y 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.
- f) Entregar al COES oportunamente la información técnica actualizada de sus Grupos y Centrales, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- g) En caso el titular de un Grupo o Central tenga la necesidad de modificar los parámetros del regulador de velocidad de algún 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 f) del presente numeral.
- h) Para el caso de aquellos Grupos que formen parte de una URS 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.
- i) Comunicar al COES en caso un Grupo, Central de su propiedad se encuentre imposibilitado 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 13.1 del presente procedimiento.

7.3 De los titulares de los Grupos y Centrales sin Operación Comercial que se encuentren comprendidas dentro del alcance del numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI

- a) Brindar el servicio de RPF con cada uno de sus Grupos y centrales conforme a los requisitos establecidos en 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, según lo establecido en el presente procedimiento.
- c) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia dispuestos mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES, según sea el caso. Esta obligación no aplica a aquellos Grupos que no operaron durante el día.
- d) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.

7.4 De los titulares de Equipos RegFrec

- a) Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia, potencia obtenidas mediante un sistema de medición según lo detallado en el numeral 8.5. En caso de contar con señal(es) adicional(es) necesarias para la utilización de los Modelos de Equipo RegFrec referidos en el numeral 2 del Anexo 3, estos registros serán remitidos al COES con un sistema de medición al segundo.

Para los casos de equipos que brinden el servicio de RPF y RSF de manera simultánea, el titular de dicho equipo deberá remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) con

resolución al segundo, esta información no será exigida cuando no se brinde el servicio simultáneo. Esta obligación no aplica a aquellos Equipos RegFrec que no operaron durante el día. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 10:00 horas del día siguiente, en formatos y medio establecido por el COES. En caso de no recibir esta información del equipo, se considerará como una declaración con valores de cero (0), salvo esta información haya sido declarada por los titulares de los Grupos y Centrales a los cuales estuvo vinculado durante el día de evaluación.

- b) Conservar almacenados los archivos fuente de origen del fabricante del medidor, correspondientes a la información mencionada en el literal b) anterior, por un periodo mínimo de 30 días. Dicha información deberá ser remitida al COES cuando este lo solicite.
- c) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro del Equipo RegFrec, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.
- d) Comunicar al COES en caso un Equipo RegFrec de su propiedad se encuentre imposibilitado 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 cuyo Grupo o Central se encuentre vinculado al Equipo RegFrec-informar a sus Delegantes sobre la indisponibilidad de dicho equipo.

- e) Cualquier otra información referida a la operación del Equipo RegFrec-que sea solicitada por el COES.

8. Requisitos e Información 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:

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

Donde:

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

$f_{\min\text{-gen}}$: 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 e) del numeral 7.2 y b) del numeral 7.3 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).
- 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 Los 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/o que utilicen los Equipos RegFrec, tendrán la condición de Encargadas mientras se encuentren operando en el mismo sistema eléctrico que su Delegante.

- 8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia del Grupo o Central, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo RegFrec, 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. Los registros deberán ser truncados a cinco cifras decimales. Para el caso del Grupo, la medida de potencia será en los bornes de generación, mientras que, para la Central la potencia se determinará como la suma de las potencias registradas por los medidores de los Grupos en sus respectivos bornes. Para el caso de los registros de frecuencia, estos podrán ser tomados en algún punto ubicado entre los bornes de los Grupos y el punto de conexión del Grupo o Central al SEIN. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.
- 8.6 En caso un titular decida que todos los Grupos de su Central o URS de su titularidad, sean evaluadas como si fuese una Central, deberá comunicar al COES dicha decisión a través de los medios y forma que establezca el COES, indicando los Grupos que deben ser considerados bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF de la Central será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas de los Grupos, pudiendo contar con un o varios equipos de medición para registrar el total de su reserva, que cumplan con las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.

9. Servicio de RPF

- 9.1 El Tiempo de Aporte para RPF (TAp) 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:
- 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 TAp. 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.
 - A partir del TAp 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.
 - La Figura 1 grafica lo expresado en los literales a) y b) previos.

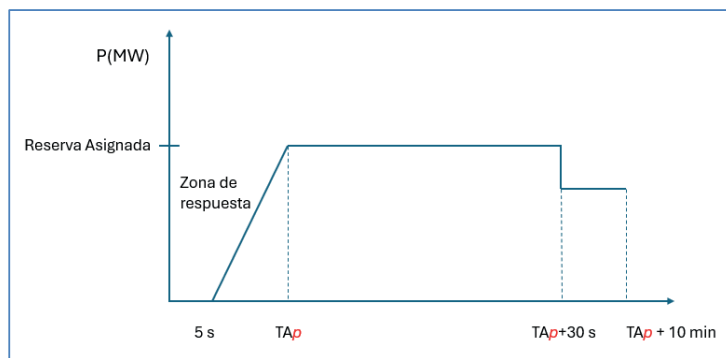


Figura 1. Respuesta del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia

10. Equipo RegFrec y su Vinculación para RPF

Especificaciones sobre los Equipos RegFrec

- 10.1 El ingreso, ampliación y repotenciación de los Equipos RegFrec deberán cumplir con los requisitos y características técnicas establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20) o procedimiento que lo sustituya.
- 10.2 La prestación del servicio de RPF que brinde el Equipo RegFrec deberá cumplir como mínimo con las exigencias técnicas requeridas a los Grupos y Centrales establecidas en el presente procedimiento. Los requerimientos de información a los Grupos o Centrales establecidos en el presente procedimiento también son aplicables para los Equipos RegFrec.
- 10.3 En caso el titular del Equipo RegFrec requiera modificar los parámetros técnicos de su equipo, 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, a través de correo electrónico u otro medio que este establezca, 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.

- 10.4 Los Equipos RegFrec podrán contar con uno o más equipos de medición que cumplan con las condiciones del numeral 8.5 del presente procedimiento.

Vinculación de los Equipos RegFrec

- 10.5 Un Equipo RegFrec podrá establecer una Vinculación para RPF por cada Periodo Horario, con un Grupo o una Central que se encuentren en Operación Comercial, siempre que, durante su operación, dicho Grupo o Central se encuentre conectado al mismo sistema eléctrico que el referido Equipo RegFrec.

- 10.6 La Vinculación para RPF no exime al Grupo o Central su obligación de brindar el servicio de RPF.

- 10.7 Para la elaboración del PDO, el titular de Grupo o Central que requiera brindar el servicio de RPF mediante un Equipo RegFrec deberá comunicar al COES su solicitud de Vinculación para RPF con el siguiente detalle:

- Grupo o Central y Equipo RegFrec vinculados.
- La magnitud de la RA del Grupo o Central que será entregada mediante el Equipo RegFrec vinculado.
- Periodo de vigencia de la Vinculación para RPF.

La solicitud de vinculación con el Equipo RegFrec deberá ser gestionada por el titular del Grupo o Central mediante el medio y formato establecido por el COES y confirmada por el titular del Equipo RegFrec hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

El periodo de vigencia de Vinculación para RPF será mínimo el de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Vinculaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

- De manera opcional, comunicará el Grupo o Central de respaldo y Equipo RegFrec para Vinculación, para este caso, deberá incluir el detalle de los literales b) al c) anteriores.

- 10.8 Para cada Periodo Horario programado en el PDO, la Vinculación para RPF se mantendrá vigente, salvo que el Grupo o Central vinculado salga de servicio y además no se disponga de otra vinculación programada.

El resultado de la ejecución de las vinculaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutada la Vinculación programada en el PDO. Para ningún efecto la Vinculación ejecutada podrá ser mayor que la Vinculación programada.

- 10.9 La ejecución de la Vinculación para RPF programada será obligación y responsabilidad del titular del Grupo o Central vinculado, no requerirá la coordinación del operador del Sistema.

- 10.10 La inyección de energía en el proceso de descarga y el consumo de energía en el proceso de carga del Equipo RegFrec se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

- Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec esté vinculado a un Grupo o Central, las inyecciones y los consumos del equipo serán considerados como una Entrega del Grupo o Central vinculado. Si más de un Grupo y/o Central brindan su servicio de RPF mediante un mismo equipo, las inyecciones y consumos del equipo se considerarán como una entrega del Grupo o Central vinculado.
- Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a un Grupo o Central, el consumo de energía asociado al proceso de carga será considerado como un Retiro.

11. Delegación del Servicio de RPF

Para delegar el servicio de RPF se deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- 11.1 La Delegación podrá ser ejecutada únicamente entre Grupos y/o Centrales en Operación Comercial.
- 11.2 La Delegante y su Encargada deberán estar conectados en el mismo sistema eléctrico, esta condición también aplica al Equipo RegFrec vinculado a la Encargada.
- 11.3 La Delegación no exime al Grupo o Central de su obligación de brindar el servicio de RPF.
- 11.4 La reserva asignada de un Grupo o Central deberá ser igual a la suma de las reservas cedidas a sus Encargadas más la reserva proporcionada por sí misma, la cual podrá ser brindada por sus propias unidades como por el Equipo RegFrec vinculado.
- 11.5 Para la elaboración del PDO, el titular del Grupo o Central que requiera brindar su servicio de RPF mediante una Encargada, deberá comunicar al COES su solicitud con el siguiente detalle:

- La identificación del Delegante.
- La identificación de las Encargadas con y sin Equipo RegFrec vinculado.
- La capacidad delegada ("Cd" definida en el Anexo 3) a cada Encargada.
- Vigencia de Delegación con cada Encargada especificando los Periodos Horarios.

- e) De manera opcional, el listado de Encargadas de respaldo, para este caso deberá incluir el detalle de los literales a) al d) anteriores.

Para la programación, el tiempo mínimo de vigencia de la Delegación será de un Periodo Horario (p) sin tener un límite máximo definido. El plazo límite para modificar las Delegaciones establecidas será hasta las 09:00 horas del día previo al día en el que se ejecutará dicha vinculación.

La solicitud deberá ser gestionada por el titular de la Delegante y confirmada por los titulares de las Encargadas a través del medio establecido por el COES hasta las nueve (09:00) horas del día previo a su ejecución. En ningún caso se considerarán solicitudes y modificaciones fuera de plazo.

El total de las Delegaciones programadas en el PDO, no deberán transgredir la magnitud máxima delegable de RPF.

- 11.6 La ejecución de las Delegaciones programadas serán obligación y responsabilidad de los titulares Delegantes y Encargados, no requerirá la intervención del Coordinador.
- 11.7 Durante el día de ejecución, los titulares de los Grupos y Centrales podrán coordinar bajo su responsabilidad la actualización de sus delegaciones únicamente entre aquellos respaldos que hayan sido declarados en el numeral 11.5 y dichas actualizaciones deberán considerar cortes horarios. El resultado de la ejecución de las delegaciones deberá ser comunicada diariamente al COES hasta las 10:00 horas del día siguiente de su ejecución en el formato y medio establecido por el COES, en su defecto se considerará como ejecutado las Delegaciones programadas del PDO que no son de respaldo. Para ningún efecto la Delegación ejecutada podrá ser mayor que la Delegación programada en el PDO.
- 11.8 La magnitud máxima de RPF delegable corresponderá a la determinada por el 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, conforme al literal a) del numeral 5.5 del presente procedimiento.

12. 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).

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

Dónde:

- $\text{Generación}_{i,po}$: Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW del Grupo "i" para el período de optimización "po".
- $\text{Pot Disponible MW}_{i,po}$: Potencia máxima (en MW) que puede entregar un Grupo "i" para el despacho económico en el período de optimización "po". 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.
- $\% RA$: Porcentaje de Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4. Cuando un Grupo realice la RPF mediante un Equipo RegFrec o delegue su servicio a una Encargada que tiene vinculado un Equipo RegFrec, 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.
- $P_{\text{mínima}_i}$: Generación Mínima Técnica del Grupo "i" registrada en su correspondiente ficha técnica aprobada por el COES o la que resulte de una restricción temporal declarada por el titular del Grupo.

Las restricciones temporales a las que se refiere el numeral 7.1 del PR-09, deberán ser informadas al COES para su programación según los plazos y requerimientos del PR-01 "Programación de la Operación de Corto Plazo".

Para los Grupos y Centrales que no estén en Operación Comercial y se encuentren en pruebas de Puesta en Servicio, se deberá cumplir lo establecido en el PR-19 "Operación de Unidades de Generación por Pruebas" o procedimiento que lo reemplace.

13. Evaluación del servicio, de la información y del desempeño de RPF de los Grupos y/o Centrales en Operación Comercial

13.1 Evaluación del cumplimiento de la RPF

- a) El COES efectuará la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF para el conjunto de muestras obtenidas por 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 hayan realizado ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica", del Procedimiento Técnico del COES N° 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas" y del Procedimiento Técnico del COES N° 04 "Ensayos para la Determinación de la Potencia mínima de las Unidades de Generación del SEIN" 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 e) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
 - v. Los Grupos y Centrales que no se encuentran en Operación Comercial.
- b) La metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF, se encuentra establecida en el Anexo 3. Asimismo, la Aplicación de la Evaluación del Cumplimiento de la RPF prestado por medio de un Equipo RegFrec se encuentra establecido en el Anexo 5, el cual incluye consideraciones en la evaluación del aporte de potencia Modelo Estándar aplicable, según el tipo de tecnología del Equipo RegFrec; 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.

13.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec no remita los registros de frecuencia, potencia Setpoint y otra(s) señal(es) adicional(es) necesaria(s) para la utilización de los Modelos referidos en el numeral 2 del Anexo 3 de los Grupos, Centrales y Equipos RegFrec, en los plazos establecidos en los numerales 7.2 y 7.4, se considerará un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100 por cada día que no remitió dicha información.
- b) La información reportada por los titulares del Grupo, Central o Equipo RegFrec será revisada por el COES para verificar la consistencia de los registros de frecuencia, según la metodología establecida en el Anexo 2.
- c) 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 registrada con el GPS del COES.

13.3 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 titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec que se encuentre incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación. Para ello, el COES remitirá a dicho titular un informe técnico de sustento con el análisis realizado y detalle de la metodología utilizada.

Se considera desempeño inadecuado de un Grupo, Central o Equipo RegFrec 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, Central o Equipo RegFrec se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.
- b) El titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec 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, Central o Equipo RegFrec 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 titular del Grupo, o Central o Equipo RegFrec. En este segundo caso, dicho titular deberá subsanar las observaciones en el menor plazo posible.
- d) En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec 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, dichos Grupo, Centrales; tendrán una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 y un %RPNS = 100 mientras que, el Equipos RegFrec que incurra en no levantar dichas observaciones en dicho plazo, no podrán programar Vinculación con algún Grupo o Central. Ambos casos se aplicarán; hasta que el COES emita una carta expresando la conformidad del adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF.

14. Cargo por incumplimiento de los Grupos en Operación Comercial

En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 13 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento por Periodo Horario (p) y su correspondiente liquidación según lo siguiente:

14.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando la fórmula (2):

$$\text{CargoINC}_{g,p} = \text{INC}_{g,p} \times \%RA \times \text{Max} \left[t \times dp \times \sum_{n=1}^{N_{i_p}} \left((\text{CM}_{g,n,p} - \text{CV}_{g,n,p}) \times P_{g,n,p} \right) , \text{COR}_p \times P_{\text{prom}_{g,p}} \right] \dots (2)$$

Dónde:

g : Grupo "g".

p : Periodo Horario.

n : Intervalo de Mercado.

CargoINC_{g,p} : Cargo por incumplimiento del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".

INC_{g,p} : Nivel de incumplimiento del Grupo "g" en el Periodo Horario "p".

% RA : Porcentaje de Reserva primaria asignada, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.

t : Variable de transición, asume el valor de cero (0) o uno (1) según lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del presente procedimiento.

N_{i_p} : Número de Intervalo de Mercado "n" en el Periodo Horario "p".

CM_{g,n,p} : Costo marginal de corto plazo en bornes del Grupo "g" para el Intervalo de Mercado "n" en S./MWh en el Periodo Horario "p".

CV_{g,n,p} : Costo Variable; del Intervalo de Mercado "n" determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos variables de las Unidades de Generación" o procedimiento que lo reemplace, considerando la producción ejecutada de la Unidad de Generación Hidroeléctrica y/o Modo de Operación Termoeléctrica que haya operado durante mayor tiempo del cual forma parte el Grupo "g" en el Periodo Horario "p" determinado en S./MWh .

dp : Factor de conversión de S./MWh a S./MW.

$$dp = \frac{24}{\text{Número de Intervalos de Mercado de un día}}$$

P_{g,n,p} : Potencia en bornes (en MW) del Grupo "g" para el Intervalo de Mercado "n", en el Periodo Horario "p".

COR_p : Costo de Oportunidad correspondiente a cualquier Periodo Horario "p", se determina como:

$$\frac{\text{COR}}{\text{Número de Periodos Horarios del día en (S/ MW-Periodo)}}$$

P_{prom_{g,p}} : Potencia promedio en bornes de generación del Grupo "g" en el Periodo Horario "p" (MW).

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

$$\text{Cumpli}_{g,p} = (1 - \%RPNS_{g,p}) \times E_{g,p} \dots (3)$$

- Si: Cumpli_{g,p} > FaC, entonces:

$$\text{Incent}_{g,p} = \text{CargoIncT}_p \times \frac{\text{Cumpli}_{g,p} \times \text{PE}_{g,p}}{\sum_{U_{RPF}} \text{Cumpli}_{U,p} \times \text{PE}_{U,p}} \dots (4)$$

- Si: $\text{Cumpli}_{g,p} \leq \text{FaC}$, entonces:

$$\text{Incent}_{g,p} = 0$$

Dónde:

“g” o “U” : Grupo “g” o “U”.

p : Periodo Horario del día.

Cumpli_{g,p} : Cumplimiento del servicio de RPF por parte del Grupo “g” en el Periodo Horario “p”.

%PNS_{g,p} : Porcentaje de la reserva primaria no suministrada por el Grupo del “g” en el Periodo Horario “p”, determinado según el Anexo 3 del presente procedimiento.

E_{g,p} : Parámetro de existencia. Su valor será uno (1) en caso el Grupo “g” hubiese operado en algún momento dentro del Periodo Horario “p”, de lo contrario su valor será igual a cero (0).

Incent_{g,p} : Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo “g” en el Periodo Horario “p”.

CargoIncT_p : Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante el Periodo Horario “p”.

PE_{g,p}, PE_{U,p} : Producción de energía activa en el Periodo Horario “p” del Grupo “g” o “U”.

U_{RPF} : Todos los Grupos con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el Periodo Horario “p” que cumplan con la condición de $\text{Cumpli}_{g,p} > \text{FaC}$.

FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de cumplimiento promedio de los últimos 12 meses de evaluación disponibles en el momento de su actualización.

14.3 El total de los Cargos por incumplimiento e Incentivos al cumplimiento del mes de evaluado serán incorporados en el Informe LSCIO del mes en mención.

15. 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: A la entrada en vigor del presente procedimiento, los Periodos Horarios (p) iniciales serán tres (03): Primero, comprendido entre las 00:00 y 08:00 horas; Segundo, comprendido entre las 08:00 y 18:00 h; y Tercero, comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas, adicionalmente los factores a1, a2 y a3 del numeral 1.3 del Anexo 3 tendrán un valor de 1. Dichos parámetros serán actualizados de acuerdo con el informe que refiere el literal e) del numeral 5.5 del presente procedimiento. El primer informe del referido literal será publicado antes del 30 de noviembre del año 2026, la vigencia iniciará a partir del 1 de enero del año siguiente de su publicación.

Tercera: El incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente procedimiento, deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado.

16. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: El presente procedimiento entrará en vigor el primer día calendario del sexto mes siguiente de su publicación, hasta dicha fecha será aplicable el PR-21 aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD, luego de lo cual quedará derogado.

Segunda: Durante los cuatro (04) primeros meses de vigencia del presente procedimiento, la determinación del Cargo por Incumplimiento considerará la variable de transición $t=0$, cumplido dicho plazo se considerará la variable de transición $t=1$.

Tercera: Para los casos de Grupo, Central o Equipo RegFrec cuyo servicio de RPF es evaluado con un modelo propio elaborado por el titular no basado en el modelo homologado aprobado por el COES, la vigencia de dicho modelo culminará a los 30 días del inicio de vigencia del presente procedimiento. En caso de que el titular del Grupo, Central o Equipo para RPF involucrado no haya realizado la actualización del modelo propio conforme a lo establecido en el presente procedimiento, el correspondiente equipo pasará a ser evaluado con el Modelo Estándar hasta que el titular regularice con la presentación de su Modelo Propio.

Cuarta: Hasta el 31 de diciembre del 2028 el valor de COR será de 2,465.8 S//MW-día y desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre del 2026 el valor del FaC será el determinado y publicado por el COES en noviembre 2025.

ANEXOS

Anexo	Descripción
1	Metodología para determinar la Reserva para 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
5	Metodología para la evaluación y calificación del cumplimiento del Servicio de RPF de Grupos o Centrales con un Equipo <i>RegFrec</i> vinculado

Anexo 1

Metodología para determinar la Reserva para 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 TAp de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RPPF 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 RPPF 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 RPPF asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de los Sistemas Aislados Temporales 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 RPPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RPPF 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 A1.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo con la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

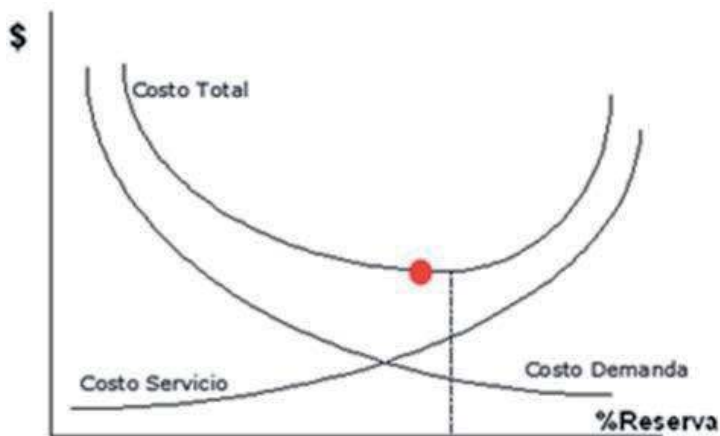


Figura A1.1. Costo versus Reserva del sistema

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 TAP 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:
 - a) 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;
 - b) 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;
 - c) 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 esta, 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 TAP 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 RRPf 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 RRPF 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 titulares de los Grupos, Centrales y Equipos para RPF con Operación Comercial se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

- a) 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).
- b) 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.
- c) 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 evaluado es considerado como dato inconsistente.

La Figura A2.1 muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.

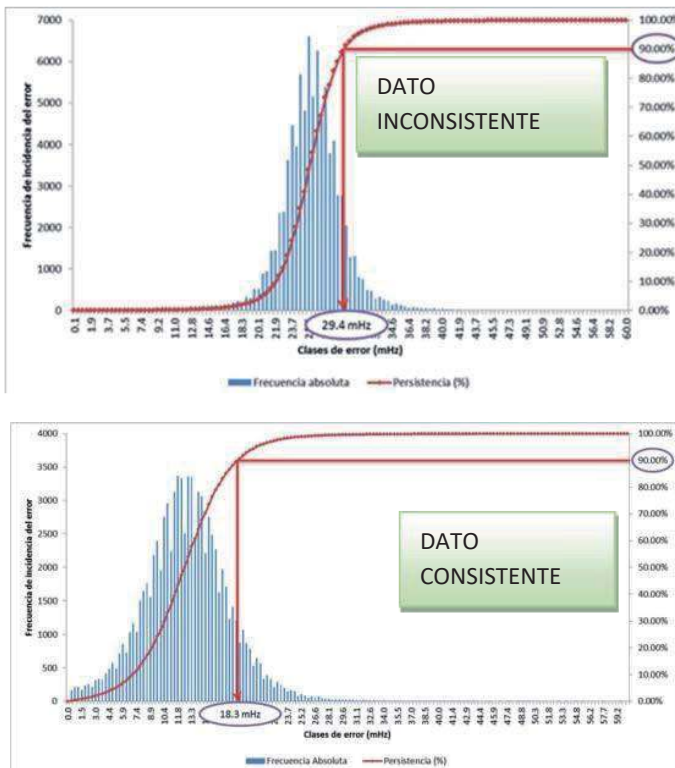


Figura A2.1. Representación gráfica de la consistencia de registros de frecuencia

Anexo 3

Evaluación del cumplimiento de la RPF

1. Evaluación de la Muestra

- 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 Tomando como referencia la frecuencia del SEIN registrada con un GPS del COES, se utilizarán los siguientes límites, para cada muestra recopilada en cada día, ver fórmulas (1) y (2).

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

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

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 La evaluación de la RPF se realizará en cada Periodo Horario, para lo cual se recopilará y evaluará medidas de la frecuencia a razón de 1 muestra/segundo durante todo el tiempo que abarque cada Periodo Horario, en los que el Grupo o Central podrá estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. En la evaluación de los datos se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Se excluye de la evaluación, el periodo en el cual un Grupo o Central se encuentre operando temporalmente en un Sistema Aislado Temporal donde el COES no tenga un GPS. En los sistemas aislados temporales, donde el COES tenga un GPS, esta será la referencia de tiempo y frecuencia para evaluar al Grupo o Central que se encuentra operando.
- Para aquellos Grupos que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada del Grupo no deberá variar en más del 5% de la potencia registrada al inicio del intervalo evaluado.
- Para aquellos Grupos o Centrales que se encuentren conectadas al AGC del COES brindando el servicio de RSF, el "base point" deberá mantenerse constante cada muestra a evaluar.
- Filtro de Frecuencia, para todos los Grupos y Equipos RegFrec sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [$f_{\min \rightarrow \text{gen}}$ $f_{\max \rightarrow \text{gen}}$]. De estos datos, por lo menos el 20%*a2 de los mismos deben de estar por encima de $(60 + BM - 0,01 * a1)$ Hz y otro 20%*a2 por debajo de $(60 - BM + 0,01 * a1)$ Hz. Donde a1 y a2 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria. Adicionalmente, se excluyen de la evaluación los eventos atípicos identificados en los reportes citados en el numeral 5.1.
- Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un intervalo de evaluación, se repiten el paso a), b) o c), según corresponda, y ed) considerando esta vez intervalos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un intervalo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20%*a2 a 15%*a3 la restricción indicada en el literal ed) anterior. De no encontrarse intervalo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0). Donde a2 y a3 son factores de ajuste al filtro de frecuencia, cuyos valores se determinan en el estudio mencionado en el literal e) del numeral 5.5 en conjunto con los Periodos Horarios y como valor inicial toman lo establecido en la segunda disposición transitoria.
- Para el caso de Delegaciones y Vinculaciones se considerará lo siguiente:

Cuando los valores del Cd, $\%R_{\text{Equipo}}$, o la suma de estos sea menor a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará los filtros establecidos en el numeral 1.3 del Anexo 3 a la Delegante, Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará estos filtros a dicho equipo.

Cuando los valores de Cd, $\%R_{\text{Equipo}}$, o la suma de estos sea igual a 1, para la elección del intervalo de evaluación se aplicará solamente el filtro de potencia para la Delegante, y el filtro de potencia y frecuencia

a las Encargada(s) y al Equipo para RegFrec vinculado al Grupo o Central Delegante. En caso una Encargada tenga un Equipo RegFrec, se aplicará los filtros de potencia y frecuencia a dicho equipo.

El intervalo de evaluación de las Encargada(s), su Delegante y de los Equipos RegFrec vinculados a un Grupo o Central Delegante deberá ser el mismo. En caso de que una Encargada cuente con un Equipo RegFrec, este también estará sujeto al mismo intervalo. Durante dicho intervalo, las Delegaciones y Vinculaciones deberán mantenerse constantes.

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

Para la evaluación del servicio de RPF, el COES utilizará por defecto el Modelo Propio conforme a lo establecido en el literal a) siguiente. En caso el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec se encuentre en proceso de presentar al COES o aprobar su Modelo Propio, durante ese periodo el COES realizará la evaluación empleando un Modelo Estándar definidas en el literal b) siguiente.

a) Modelo Propio

El Modelo Propio es una adaptación derivada del Modelo Homologado, excepto cuando el titular no disponga de este, que sirve para evaluar la RPF del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec. El Titular propietario de la generación deberá elaborar este Modelo Propio y presentarlo al COES para su aprobación.

La oportunidad de presentación de este Modelo Propio para la generación nueva deberá ser presentada como parte de la documentación de solicitud de Ingreso a Operación Comercial, mientras que, para el caso de generación que se encuentran operando en el sistema, deberán presentar su Modelo cuando entre en vigencia del presente procedimiento.

Para que el COES apruebe el uso de este Modelo Propio, el Titular deberá presentar un informe sustentatorio que cumpla con los siguientes requisitos:

- i. Información utilizada para el desarrollo de las comparaciones indicadas en los numerales iii y iv.
- ii. Modelo de Planta del Grupo, Central y/o Modelo del Equipo RegFrec adaptado y compatible con la herramienta informática de evaluación de la RPF. El Modelo Propio deberá ser derivado (simplificado) del Modelo Homologado aprobado por el COES, excepto cuando el titular no disponga de este.
- iii. Comparación del Modelo Propio respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo.

El Modelo Propio deberá demostrar una mejor representación de la potencia generada del Grupo, Central y/o Equipo RegFrec, en comparación con la potencia que se logre mediante el Modelo Estándar utilizado por el COES. Dicha representación será evaluada en función al coeficiente de determinación R^2 que se obtenga de un mínimo de tres (03) pruebas con diferentes escenarios de variación de frecuencia. Los escenarios de evaluación corresponderán a 3 por cada modelo considerando para cada uno de ellos los filtros de frecuencia en un intervalo de 5 minutos que cumpla el literal d) del numeral 1.3 del Anexo 3, y 2 intervalos de 4 minutos con valores del $20\% \cdot a_2$ y $15\% \cdot a_3$ según lo establecido en el literal e) del mismo numeral.

- iv. Comparación del Modelo Propio respecto al modelo homologado aprobado COES.

Deberá demostrar en un mínimo tres (03) pruebas, con diferentes escenarios de variación de frecuencia, una representación similar al modelo homologado aprobado COES. Los resultados obtenidos de dichas pruebas no deberán superar una diferencia relativa del 5% entre los valores de potencia de salida del modelo homologado aprobado COES y la del Modelo Propio. No aplica si no cuenta con modelo homologado.

- v. Indicaciones de uso del Modelo Propio

En caso de ser aprobado el uso del modelo propio, la evaluación del servicio de RPF se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo. El plazo para emitir observaciones al Titular involucrado será hasta 20 días hábiles, posterior a la subsanación de observaciones, el COES tendrá un plazo máximo de 20 días hábiles para aprobar o denegar el Modelo Propio.

En caso se modifique el Modelo Homologado, y el titular del Grupo, Central o Equipo RegFrec utilice un Modelo Propio, este deberá actualizar dicho modelo o informar al COES que el mismo no requiere ajustes o modificaciones. Hasta que ello ocurra, se mantendrá la vigencia del último Modelo Propio utilizado.

b) Modelo Estándar

Según corresponda, el COES utilizará para la evaluación lo siguiente:

- 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 RegFrec.
- El Modelo Estándar aplicable para los casos en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo RegFrec, el cual será definido por el COES en el Anexo 5.

2.1 Evaluación con el Modelo Propio.

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



Figura A3.1. Representación gráfica del Modelo Propio

Dónde:

- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, Equipo RegFrec o lo establecido en el literal c) del numeral 13.2 según corresponda.
- P' : Potencia del Grupo, Central o Equipo RegFrec determinada con el Modelo de Planta.
- X : Señal(es) adicional(es) "X" utilizada(s) en su Modelo Propio.
- P_{ref} : Potencia consigna del Grupo, Central o Equipo RegFrec.

Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el literal d) numeral 7.2

En caso de que, el Equipo RegFrec brinde simultáneamente el servicio de RPF Y RSF, este parámetro corresponderá a la potencia consigna del AGC (SetPoint) indicado en el literal a) del numeral 7.4 del presente procedimiento; si el Equipo se utiliza exclusivamente para la RPF, el SetPoint de este equipo 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 RegFrec. Para el intervalo 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).

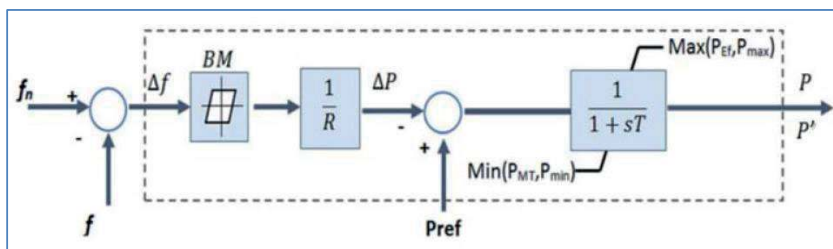


Figura A3.2: Representación gráfica del Modelo Estándar

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

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 c) del numeral 13.2 según corresponda.
- P : Registro de potencia del Grupo o Central.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central.-En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20.

$\text{Max}(P_{\text{Ef}}, P_{\text{max}})$: Valor máximo entre la Potencia Efectiva del Grupo y la potencia máxima registrada durante el intervalo de evaluación.

$\text{Min}(P_{\text{MT}}, P_{\text{min}})$: Valor mínimo entre la generación en mínimo técnico del Grupo y la potencia mínima registrada durante el intervalo de evaluación.

Parámetros estimados

Pref : 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 (SetPoint).

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 el Anexo 5 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 TAp (ΔP_0) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada.

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

Dónde:

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

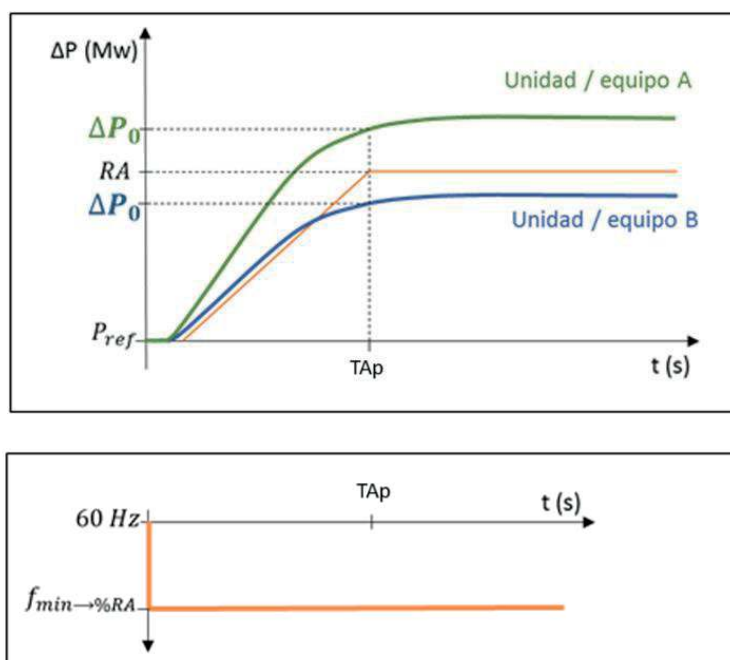


Figura A3.3: Evaluación del aporte de potencia para RPF

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 0.7, 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:

$$\Delta Pt_i = \Delta Po_i + \sum_{e=1}^T \Delta Pe_{e,i}$$

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

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 RegFrec asociado, 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:

$$RA = \%RA \times SetPoint_{prom}$$

$SetPoint_{prom}$: SetPoint promedio correspondiente al intervalo evaluado

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 titular del Grupo y/o Central 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 diario de evaluación de la Delegante, en caso de que la Encargada no se encuentre operando durante el periodo diario 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 intervalos evaluados del 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) En caso de no encontrarse un periodo evaluable durante el día de evaluación, se considerará incumplimiento igual a cero (0).

g) En caso de que el Grupo o Central acumule veintidós (22) o más días con datos calificados como inconsistentes dentro de una ventana móvil de 31 días, incluyendo el día de la evaluación, y presente inconsistencias en el día de la evaluación, se considerará automáticamente un incumplimiento al servicio de RPF igual a uno (1) y un %RPNS = 100.

- h) El incumplimiento del Periodo Horario 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 RegFrec, en el caso de los numerales 2, 3 y 4 del presente Anexo, se considerará lo indicado en el Anexo 5, según lo establecido en el literal b) del numeral 13.1 del presente procedimiento.”
6. Para el presente Anexo, el %RA será considerado como el porcentaje de Reserva primaria asignado, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 o el asignado por el COES durante un Sistema Aislado Temporal.

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 RegFrec, utilizado específicamente para la RPF (EqRPF), basado en un sistema de almacenamiento de energía y se expresará en \$/ .MW-día.

2. Metodología de cálculo

- 2.1 Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un EqRPF considerando una vida útil correspondiente con la tecnología seleccionada para el Equipo RegFrec en el año en que se actualice el COR y la tasa actualización establecida en el Artículo 79° 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 EqRPF. 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, así como los terrenos y obras civiles asociadas.
- i : Tasa de actualización mensual determinada a partir de la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).
- n : Vida útil del EqRPF correspondiente con la tecnología seleccionada para el EqRPF en el año en que se actualice el COR.
- 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).

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

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 .

Anexo 5

Metodología para la evaluación y calificación del cumplimiento del servicio de RPF de Grupos o Centrales con un Equipo RegFrec vinculado

1. Criterios para la prestación de servicio de RPF

- 1.1 El Modelo estándar del presente Anexo, así como los criterios y metodología descritas son de aplicación para los diferentes tipos de tecnologías de Equipos RegFrec.
- 1.2 El Equipo RegFrec puede brindar el servicio del Grupo o Central de manera parcial o total. En caso lo realice de manera parcial, el Generador podrá completar el servicio a través del mismo Grupo o Central y/o Encargadas.
- 1.3 El Modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec del presente Anexo corresponde al modelo literal b) numeral 2 del Anexo 3 del PR-21.
- 1.4 Para la evaluación del servicio de RPF con el Modelo estándar, el titular de un Grupo o Central deberá adoptar una de las siguientes opciones: a) o b), para ello debe comunicar su decisión al COES a través de los medios y forma establecidos por esta entidad. El COES implementará la solicitud en un plazo de tres (3) días hábiles de recibida la comunicación.

- a) Modelo Individual: Modelo que representa únicamente al Equipo RegFrec.
- b) Modelo Conjunto: Modelo que representa de forma conjunta al Grupo o Central más el Equipo RegFrec.

En caso el titular elija el Modelo Individual, este deberá definir la magnitud que asumirá el Equipo RegFrec y definir en el PDO, según lo indicado en el numeral 10.7, el porcentaje $\% R_{Equipo}$, el cual es el porcentaje de participación del Equipo RegFrec en RPF sobre la reserva (RA) de su Grupo o Central vinculado, donde RA es la Reserva asignada conforme lo señalado en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21).

2. Evaluación con el modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec

El modelo aplicable para la evaluación del servicio de RPF que incluye un Equipo RegFrec en la prestación del servicio, según lo establecido en el literal b) del numeral 2 del Anexo 3, corresponde al descrito en esta sección.

Para la evaluación con el Modelo estándar que incluye un Equipo RegFrec, se procede de la siguiente manera:

2.1 Considerando la opción elegida por el titular, señalada en el numeral 1.4 del presente Anexo y el intervalo de evaluación, se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia para uno de los siguientes modelos, según sea el caso:

- a) Modelo Individual:

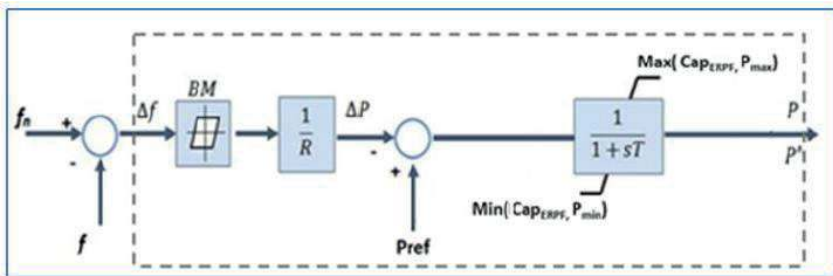


Figura A5.2: Modelo Individual del Equipo RegFrec.

- b) Modelo Conjunto:

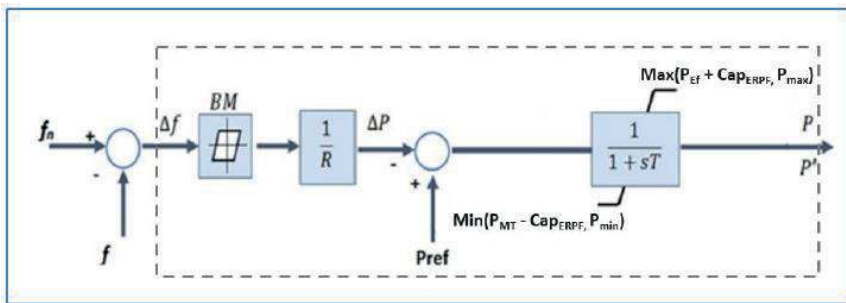


Figura A5.3: Modelo conjunto del Grupo o Central y el Equipo RegFrec.

2.2 Asimismo, el estatismo de los Grupos o Central se determina de acuerdo con la fórmula (1).

$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \dots (1)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registros de frecuencia correspondientes al intervalo de evaluación, según lo establecido en el literal b) numeral 7.2 o literal a) del numeral 7.4 del PR-21 o la frecuencia según lo establecido en el literal c) del numeral 13.2 del PR-21 en caso corresponda.
- P : Registros de potencia correspondiente al intervalo de evaluación, según lo establecido en el literal b) numeral 7.2 o literal a) del PR-21.
- Cap_{ERPF} : Capacidad instalada del Equipo RegFrec.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central. En caso el Grupo o Central no cuente aún con Potencia Efectiva aprobada por el COES, se utilizará el valor declarado por su Titular, según lo establezca el PR-20.
- P_{MT} : Potencia Mínima del Grupo o Central según su ficha técnica.

P_{max} : Valor de potencia máxima de P.

P_{min} : Valor de potencia mínima de P.

Datos de Salida

Pref : Modelo Individual: Potencia de referencia estimada dentro de un rango acotado de $\pm 5\%$ de la capacidad del Equipo RegFrec.

Modelo Conjunto: Potencia de referencia estimada. En caso un Grupo o Central este brindando el servicio de RSF, el Pref será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (SetPoint)

P' : Potencia determinada con el Modelo Individual o Conjunto.

BM : Banda muerta estimada dentro de un rango acotado alrededor del valor declarado por el titular.

% E : Estatismo estimado.

1/R : Ganancia en estado estacionario estimada.

T : Constante de tiempo estimada.

3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

3.1 Secuencia para determinar el aporte de potencia:

- Se utiliza uno de los modelos indicado en el numeral 2, según la elección del titular, con sus respectivos parámetros.
- Se determina un escalón de variación de frecuencia tal que agote la reserva primaria asignada, este escalón se calcula según la formula (4) del anexo 3 del PR-21.
- Se simula la respuesta del modelo frente a un escalón de variación de frecuencia y se calcula el aporte de potencia en el Tiempo de Aporte para RPF (ΔP_0), según alguno de los casos del numeral 3.2 que corresponda con el modelo elegido por el titular. Cabe señalar que, el ΔP_0 corresponde a la variable indicada en el numeral 3 del anexo 3 del PR-21.

3.2 Cálculo del aporte de potencia

Para cada opción indicada en el numeral 1.4, el aporte de potencia se calcula de la siguiente manera:

- Aporte de potencia con el Modelo Individual

Utilizando el Modelo Individual se determina el aporte de potencia del Equipo RegFrec (ΔP_{ERPF}) y, de manera complementaria, con el modelo^a que representa solo el Grupo o Central, se determina el aporte de potencia ($\Delta P_{Grupo/Central}$) según el PR-21.

El ΔP_0 se calcula como la suma del aporte de potencia para RPF del Grupo o Central más el aporte de potencia de su Equipo RegFrec, según la siguiente fórmula:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{ERPF} + \Delta P_{Grupo/Central}$$

- Aporte de potencia con el Modelo Conjunto

El aporte de potencia del Modelo Conjunto representa el total de los aportes de potencia del equipo RegFrec y del Grupo o Central. En este caso, el ΔP_0 es el aporte de potencia del Modelo Conjunto ($\Delta P_{Grupo/Central+ERPF}$).

$$\Delta P_0 = \Delta P_{Grupo/Central+ERPF}$$

4. Calificación del cumplimiento

La calificación del cumplimiento del servicio de RPF para el Grupo o Central, dentro del alcance del presente Anexo, se realiza siguiendo lo establecido en el numeral 4 del Anexo 3 del PR-21 y considerando los siguientes criterios para los literales a) y b) del citado numeral.

- El literal a) debe considerar el siguiente criterio:

Se evalúa el coeficiente R2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y Equipo RegFrec y la potencia de salida del modelo estimado del presente Anexo. Para coeficientes menores a 0.7, se considera que el ΔP_{ERPF} , $\Delta P_{Grupo/Central}$ o $\Delta P_{Grupo/Central+ERPF}$ según corresponda, será igual a cero (0).

- El literal b) debe considerar los siguientes criterios:

El ΔP_0 determinado en el numeral 3.2 es aplicable a las fórmulas establecidas en numeral 4 del Anexo 3 del PR-21.

Asimismo, cuando la evaluación del servicio de RPF se realiza según el Modelo Individual y el valor de $\% R_{Equipo}$ del numeral 1.4 es 100 %, se considera que la variable Pref es igual al promedio de los registros de potencia del Grupo o Central.