



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
Y MINERÍA OSINERGMIN N° 127-2020-OS/CD**

**APRUEBAN EL NUEVO PROCEDIMIENTO TÉCNICO  
DEL COES N° 17 “DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA  
EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES  
DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA” (PR-17)**

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

**APRUEBAN EL NUEVO PROCEDIMIENTO  
TÉCNICO DEL COES N° 21 “RESERVA  
ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA  
DE FRECUENCIA” (PR-21)**

**NORMAS LEGALES**

**SEPARATA ESPECIAL**





**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
Y MINERÍA OSINERGMIN N° 127-2020-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, 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, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación. Asimismo, conforme al literal f) del artículo 14 de la citada ley, forman parte de las funciones operativas del COES, calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras. Anteriormente, de conformidad con lo previsto en el artículo 40 del Decreto Ley N° 25844 y en el artículo 86 de su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, la competencia para la aprobación de los procedimientos técnicos del COES (que incluye su Glosario de Abreviaturas y Definiciones), recaía en el Ministerio de Energía y Minas;

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 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. 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. Osinergmin recibirá las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual; excepcionalmente, cuando se justifique de forma sustentada, podrá admitirse propuestas en periodo distinto;

Que, con Resolución N° 143-2014-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17), el cual entró en vigencia el 11 de julio de 2014;

Que, en base a la evaluación de la aplicación del PR-17 en sus años de vigencia, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-17, que incorpora mejoras en el proceso de determinación de la potencia efectiva de las unidades de generación térmica, tales como: i) Procedimientos para ejecutar los ensayos de potencia efectiva y rendimiento por modo de operación, ii) Lineamientos sobre las condiciones ambientales para determinar la potencia efectiva, iii) Definición de las condiciones estándar de temperatura y presión del combustible gas natural, iv) Ampliación del periodo de validez de resultados de potencia efectiva y rendimiento, v) Nueva propuesta para la asignación de potencia efectiva ante casos de incumplimiento de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento, vi) Reducción del uso de factores de corrección para llevar a condiciones de potencia efectiva, y vii) Reducción de tiempo de ejecución de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento, aspectos que han sido sometidos al análisis de Osinergmin para la formulación de su propuesta;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 719-2019-GRT del 18 de julio de 2019 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-17, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para su subsanación, plazo que fue ampliado en veinte (20) días adicionales a solicitud del COES. Con fecha 17 de setiembre de 2019, mediante la carta COES/D-970-2019, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones;

Que, con Resolución N° 226-2019-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el nuevo PR-17, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, 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° 226-2019-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;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente por las empresas Fenix Power S.A., Kallpa Generación S.A., Engie Energía Perú S.A., Enel Generación Perú S.A.A. y Hamek Ingenieros Asociados S.A.C. han sido analizados en el Informe Técnico N° 360-2020-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;

Que, atendiendo a que, adicionalmente el COES ha propuesto diversas modificaciones menores, resulta conveniente aprobar un nuevo texto integral del PR-17 a fin de facilitar su manejo por parte de los administrados;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 360-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 361-2020-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° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (PR-17) contenido en el Anexo de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Modificar la definición de “Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva” del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 31 de marzo de 2001, conforme a lo siguiente:

“**Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva:** Es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años.

Para la determinación del promedio no se debe excluir los registros por casos particulares, como por ejemplo en los casos de “Fenómeno del Niño”, entre otros.”;

**Artículo 3°.-** Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” aprobado con Resolución N° 143-2014-OS/CD y modificatorias, considerando lo previsto en el artículo 5 de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 360-2020-GRT y el Informe Legal N° 361-2020-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución

**Artículo 5°.-** Disponer que la presente resolución entre en vigencia desde el 01 de setiembre de 2020. Para los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento del Plan anual 2020 aplicará el Procedimiento Técnico del COES N° 17 aprobado con Resolución N° 143-2020-OS/CD.

ANTONIO ANGULO ZAMBRANO  
Presidente del Consejo Directivo (e)

**ANEXO**

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN</b>	<b>PR-17</b>
<b>DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA</b>		
<b>Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 127-2020-OS/CD, publicada 28 de agosto de 2020.</b>		

**1. OBJETIVO**

Establecer el procedimiento para la determinación de la potencia efectiva y del rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación.

**2. BASE LEGAL**

- 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.
- 2.5 Ley N° 23560.- Ley que establece el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.
- 2.6 Estatutos del COES.

**3. PRODUCTO**

- 3.1 Potencia efectiva de las unidades de generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.
- 3.2 Rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.

**4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS**

4.1 Para la aplicación del presente procedimiento, se utilizará la siguiente abreviatura:

**EPEyR:** Ensayo(s) de Potencia Efectiva y Rendimiento.

4.2 Las definiciones utilizadas, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones de los Procedimientos Técnicos del COES y en la normatividad señalada en la Base Legal.

**5. RESPONSABILIDADES****5.1 Del COES**

5.1.1 Aprobar el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica para cada uno de sus Modos de Operación; así como, programar los EPEyR del referido Plan.



5.1.2 Aprobar y programar los EPEyR no contemplados en el numeral 5.1.1.

5.1.3 Participar como veedor en los EPEyR.

5.1.4 Revisar y/u observar los resultados del Informe de los EPEyR, previa a la respectiva aprobación. La decisión por la que se aprueba los resultados del EPEyR será comunicada a todos los Generadores Integrantes del COES.

5.1.5 Publicar en el Portal de Internet del COES, la información relacionada a los EPEyR, correspondiente al Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, los informes de los EPEyR ejecutados, ya sean ordinarios o extraordinarios; así como, las aprobaciones y/o desaprobaciones de los resultados de los mismos, entre otros que considere conveniente.

## **5.2 De los Generadores Integrantes del COES**

5.2.1 Cumplir con la realización de los EPEyR ordinario hasta dentro del mes establecido en el Plan Anual de EPEyR aprobado por el COES, para sus correspondientes unidades de generación termoeléctrica en cada uno de sus modos de operación, sin superar el plazo máximo de los tres (3) años calendario, según lo establecido en el numeral 6.2.1.

5.2.2 Designar a la empresa consultora que ejecutará los EPEyR, la cual deberá cumplir lo señalado en el Anexo 2 del presente Procedimiento.

5.2.3 Sustentar las condiciones de Potencia Efectiva.

5.2.4 Remitir la información prevista en el presente Procedimiento, como la indicada en el numeral 7.2.

5.2.5 Asumir los gastos derivados de la realización del EPEyR. En los ensayos extraordinarios, el solicitante pagará los costos para la realización del EPEyR.

5.2.6 Asumir los gastos de repetición de las pruebas, en caso el EPEyR de su unidad o central de generación termoeléctrica se frustrase o fracasase por falta atribuible al Generador Integrante, como, por ejemplo, falla en cualquiera de los equipos, obras civiles o instalaciones de la unidad o central de generación que impidan realizar el ensayo o falla o deterioro de los instrumentos de medición de la unidad o central de generación u otras causas atribuibles al Generador Integrante.

5.2.7 Presentar y sustentar el Informe del EPEyR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3, así como absolver las observaciones que, de ser el caso, se presenten.

## **6. ALCANCES, PERIODICIDAD Y PLAZOS**

### **6.1 Alcances**

6.1.1 Este procedimiento aplica a todas las unidades de generación termoeléctrica en Operación Comercial en el COES y aquellas para las cuales sus titulares hayan solicitado el ingreso en Operación Comercial.

6.1.2 En concordancia con el numeral 15 del Procedimiento Técnico del COES N° 42 "Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación" y con el numeral 4.1.6 del PR-27 "Régimen aplicable a las Centrales de Generación del Nudo Energético en el Sur del Perú", en la aprobación de los resultados del informe de los EPEyR, el COES incluirá la certificación de la Potencia Efectiva Contratada y de la Potencia Adjudicada a que se refieren los citados procedimientos.

6.1.3 Para la aplicación del presente procedimiento deberá utilizarse el Sistema Internacional de Unidades (SI) establecido en la Ley N° 23560.

### **6.2 Periodicidad**

Los EPEyR pueden ser de carácter ordinario y extraordinario.

6.2.1 Los EPEyR ordinarios son aquellos que se realizan a las unidades de generación por primera vez para cumplir los requisitos de su Operación Comercial, en concordancia con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN". También son aquellos que se realizan como máximo cada tres (3) años calendario, contabilizados desde la ejecución del último EPEyR ordinario o extraordinario con los resultados del informe aprobados, para las unidades que se encuentran en Operación Comercial, según el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica al que se hace referencia en el numeral 6.3.1.

6.2.2 Los EPEyR extraordinarios se efectuarán a solicitud del titular o de otro Generador Integrante del COES; dicha solicitud deberá contener una descripción del motivo por el cual se solicita su realización.

### **6.3 Plazos**

6.3.1 El Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva de las unidades termoeléctricas para cada uno de sus Modos de Operación es aprobado por el COES en el mes de noviembre de cada año. Dicho plan establece la programación mensual para la realización de los EPEyR del año siguiente.

6.3.2 El COES establecerá en el respectivo programa semanal de operación, así como en el programa diario de operación correspondiente, el día y hora para la realización del EPEyR, para lo cual el Generador Integrante deberá enviar al COES la solicitud respectiva antes del día 15 del mes anterior al mes previsto para la realización del ensayo.

6.3.3 Para los EPEyR extraordinarios el Generador Integrante deberá enviar al COES la solicitud por lo menos 15 días antes de la fecha tentativa y el COES establecerá en el programa semanal de operación, así como en el programa diario de operación correspondiente, el día y la hora para su realización.

En los casos de EPEyR extraordinarios solicitados por otro Generador Integrante, el COES comunicará al Generador Integrante, titular de la Unidad de Generación observada, dicho requerimiento en un plazo de cinco (5) días hábiles; el EPEyR deberá ejecutarse en un plazo no mayor de sesenta (60) días calendario contados a partir de la comunicación del COES al Generador Integrante. Este plazo podrá ser ampliado a solicitud sustentada del Generador Integrante que debe realizar el EPEyR.

6.3.4 Como mínimo cinco días (5) hábiles antes del ensayo, el Generador Integrante enviará al COES la información indicada en el numeral 7.2.

6.3.5 Los plazos para la presentación del informe del EPEyR, envío de observaciones, subsanación de observaciones y aprobación de los resultados del informe del EPEyR, son los indicados en la Tabla N° 1. En el numeral 10 se muestra el flujograma del proceso.

**Tabla N° 1**  
**Plazos para la aprobación de los resultados del informe del EPEyR**

N°	Evento	Responsable	Plazo
1	Entrega del Informe del EPEyR	Integrante	Hasta 20 días hábiles después de realizado el EPEyR (*)
2	Observaciones al Informe del EPEyR	COES	Hasta 20 días hábiles después de efectuado el evento N°1
3	Levantamiento de las observaciones del COES	Integrante	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento N°2
4	Aprobación o rechazo de los resultados del Informe del EPEyR	COES	Hasta 20 días hábiles después de efectuado el evento N°3

(\*) En caso se justifique de forma sustentada, el Generador Integrante podrá solicitar, con copia a Osinergmin, hasta antes del vencimiento del plazo, una ampliación de hasta 10 días hábiles para la entrega del informe del EPEyR.

6.3.6 Cuando las observaciones no fueren subsanadas a satisfacción del COES o producto de la revisión del levantamiento de las observaciones, surgieren nuevas observaciones, el COES podrá formular un segundo grupo de observaciones; para lo cual se aplican los mismos plazos indicados en los ítems 2, 3 y 4 de la Tabla N° 1.

6.3.7 Respecto al segundo grupo de observaciones, si estas no han sido subsanadas a satisfacción del COES, se procederá de la siguiente manera:

a) Si a criterio del COES se requiere realizar un nuevo EPEyR, los resultados del informe serán declarados desaprobados indicándose el debido sustento y el Generador Integrante deberá realizar otro EPEyR.

b) Si el COES determina que no se requiere realizar un nuevo EPEyR, efectuará de oficio las correcciones que sean necesarias al informe del EPEyR y procederá a la aprobación de sus resultados. Estas correcciones, podrán ser errores en los cálculos, errores en la utilización de datos que no se encuentren registrados en el Acta de Ensayo, error en la validez de las curvas de corrección utilizadas, error en la forma de aplicación de los factores de corrección, error en la validez de la información de sustento de las características del combustible y su correcta interpretación, entre otros similares.

#### 6.4 Incumplimientos

6.4.1 En los siguientes casos: (i) Que no se ejecute el EPEyR en los plazos previstos en los numerales 5.2.1, 6.3.3 o 7.4.1 o en el plazo luego del cual el COES puede disponer la suspensión de la Operación Comercial en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" por no realizar las pruebas de potencia efectiva y rendimiento, según corresponda; por causas no atribuibles al COES, (ii) Que fracase y/o se suspenda el EPEyR, por falta atribuible al Generador Integrante, salvo por causa de fuerza mayor, (iii) Que el Generador integrante, habiéndose ejecutado el EPEyR, no entregue el informe de resultados o no cumpla con enviar el levantamiento de las observaciones en el plazo establecido en el presente procedimiento, o (iv) Que los resultados del informe de los EPEyR sean declarados desaprobados; el COES comunicará al Generador Integrante y al Osinergmin el supuesto incurrido dentro de un plazo máximo de cinco (05) días hábiles, aplicándose lo siguiente:

a) En el caso de unidades que ingresan en Operación Comercial, y en tanto el COES no suspenda la Operación Comercial, a partir del quinto día hábil siguiente de culminado el plazo para la ejecución de los EPEyR de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN", se asignará una Potencia Efectiva igual a cero para efecto de la aplicación del numeral 8.1 y 8.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme".

b) En el caso de unidades que están en Operación Comercial, a partir de los cinco (05) días hábiles en que suceda el supuesto incurrido, se considerará como potencia efectiva al valor del percentil 95 (P95), calculado sobre las potencias entregadas por la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación en bormes de generación comunicadas al COES en cumplimiento del numeral 6.2.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" bajo el Modo de Operación correspondiente, de los últimos veinticuatro (24) meses en los que se cuente con información, caso contrario ampliable en otros 24 meses adicionales. No se tomará en cuenta en el cálculo los valores de potencia que sean iguales o inferiores a la Generación Mínima Técnica y los que sean superiores a la potencia efectiva vigente, y como Rendimiento el que resulte de la curva de consumo de combustible del último EPEyR aprobado por el COES y la nueva potencia efectiva.

Los valores indicados en a) y b) serán de aplicación hasta que se cumpla con la realización del respectivo EPEyR y se aprueben sus resultados. De transcurrir dos años sin que se apruebe el respectivo EPEyR se procederá a asignar nuevos valores de potencia efectiva y rendimiento calculados sobre el valor de potencia efectiva y la curva de consumo de combustible vigente.

Lo señalado en este numeral no es aplicable a los EPEyR extraordinarios solicitados por el propio titular.

6.4.2 En los casos de incumplimiento de los plazos, o de entrega o contenido de información prevista en el presente Procedimiento Técnico, no contemplados en el numeral 6.4.1, el COES comunicará al Generador Integrante y al Osinergmin el incumplimiento dentro de un plazo máximo de diez (10) días hábiles.



6.4.3 En caso fracase y/o se suspenda el EPEyR, por falta que considere atribuible al COES, el respectivo Generador, comunicará de tal situación a Osinergmin.

## **7. EJECUCIÓN DE LOS EPEyR**

### **7.1 Asistentes al EPEyR**

En el EPEyR estarán presentes los siguientes representantes:

7.1.1 El Jefe de Ensayo y su equipo técnico, como responsables de efectuar las mediciones, pertenecientes a la Empresa Consultora.

El Jefe de Ensayo será el responsable técnico del EPEyR, como tal decidirá los aspectos técnicos relacionados con la medición y será de su entera responsabilidad resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones a efectuarse. No le compete maniobrar ni operar la unidad que se ensaya.

7.1.2 Un representante designado por el Generador Integrante del COES.

El representante tiene bajo su responsabilidad la operación de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar, garantizar la correcta ejecución del EPEyR y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.

7.1.3 Un representante designado por el COES, en calidad de veedor.

El representante del COES es el veedor del EPEyR, asiste para verificar la ejecución del EPEyR conforme al presente Procedimiento y para realizar cualquier coordinación que se requiera con el Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN, a cargo del COES.

En los EPEyR extraordinarios efectuados a solicitud de otro Generador Integrante, éste podrá designar un representante para asistir como observador al EPEyR.

### **7.2 Información técnica requerida para el EPEyR**

Previo a la ejecución del EPEyR, el Generador Integrante remitirá al COES la siguiente información:

7.2.1 Esquema de disposición de la central y ubicación de la unidad de generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica a ensayar.

7.2.2 Esquema que muestra los equipos principales, así como los flujos de los procesos que comprende el ciclo termodinámico de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica a ensayar.

7.2.3 Esquemas básicos de los diferentes sistemas auxiliares: alimentación de combustible, enfriamiento, gases de combustión, etc.

7.2.4 Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.

7.2.5 Diagramas P-Q (Curva de Capacidad) de la unidad o unidades de generación termoeléctrica a ensayar suministrados por el fabricante.

7.2.6 Curvas de comportamiento de la potencia y rendimiento (rendimiento, consumo específico de calor o eficiencia) por variación de los parámetros temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, temperatura de fuente fría y factor de potencia.

7.2.7 Plan detallado del EPEyR, realizado por el Jefe de Ensayo, con el contenido mínimo siguiente:

- a) Volumen de control del sistema a ensayar.
- b) El esquema de disposición de instrumentos, señalando las variables a medir, los instrumentos de medición a utilizar los que deberán cumplir lo indicado en el Anexo 2, así como indicar la ubicación física de estos.
- c) Distribución de las funciones del personal.
- d) Detalles sobre las mediciones.
- e) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para los ensayos en cada modo de operación.
- f) Consideraciones especiales para los ensayos.
- g) Programa previsto de los ensayos.

La presentación de esta información es de carácter obligatorio. El COES no aprobará la ejecución del EPEyR cuando ésta no haya sido remitida en el plazo indicado en el numeral 6.3.4.

### **7.3 Condiciones que deben cumplirse en el EPEyR**

7.3.1 El EPEyR de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar se inicia cuando alcance su estado estable de operación según lo indicado en el Manual de Instrucciones de cada unidad o agrupación de unidades de generación emitido por el (los) fabricante(s), la experiencia del Jefe de Planta o, en su defecto, los tiempos señalados en el Cuadro N° 2 del Anexo 1; manteniendo dicho orden de prelación.

7.3.2 Las Variables Primarias a medir durante el EPEyR, son las indicadas en el Cuadro N° 3 del Anexo 1. Las Variables Secundarias, a medir para la verificación de las condiciones de estabilidad durante el EPEyR, son las indicadas en el Cuadro N° 4 del mismo Anexo.

7.3.3 Las fluctuaciones máximas permitidas de las Variables Primarias y Secundarias son las que se indican en los Cuadros N° 5, N° 6, N° 7 y N° 8 del Anexo 1. En todos ellos, la variación se mide respecto al promedio de los datos registrados en el EPEyR, por parámetro medido y por potencia ensayada.

7.3.4 Se debe utilizar la instrumentación proporcionada por la empresa consultora para las mediciones de las Variables Primarias. Para el registro de combustible en los casos en los que el Generador identifique de manera previa que no sea posible la colocación de uno o varios instrumentos portátiles, deberá informarlo al COES en la oportunidad en que se presenta la información requerida en el numeral 7.2 y, en este caso, utilizará la instrumentación propia de las unidades de generación (instrumentos instalados en línea).

7.3.5 Todos los instrumentos a utilizar para las mediciones de las Variables Primarias durante la ejecución del EPEyR, deberán estar verificados y contar con sus respectivos certificados de calibración o contrastación vigentes, emitidos por empresas especializadas a nivel nacional o internacional, con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un (1) año.

7.3.6 Durante el EPEyR, no está permitida la operación de la unidad por encima de su Máxima Potencia. Se debe evitar cambiar de control automático a control manual, así como ajustar los límites operativos o puntos de referencia (Set Points) del sistema de control, de los instrumentos o equipos.

7.3.7 Durante el EPEyR la Unidad de Generación funcionará a un factor de potencia igual a uno (1). Por requerimientos del SEIN, durante el EPEyR la unidad termoeléctrica operase a otro factor de potencia, se aplicarán los respectivos factores de corrección basados en la curva proporcionada por el fabricante. Los factores de corrección serán calculados desde los valores medidos en el EPEyR hasta el valor unitario.

7.3.8 Durante el EPEyR, la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación que conforman el modo de operación a ensayar, no brindan servicios de Regulación de Frecuencia.

7.3.9 El EPEyR será efectuado operando la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación bajo sus condiciones habituales de operación. Las posibles diferencias, deberán ser señaladas y analizadas por los participantes de la prueba, a fin de determinar su efecto y la factibilidad de continuar con el ensayo.

7.3.10 En caso de centrales de Reserva Fría y Nodo Energético en el Sur del Perú, el EPEyR de la central termoeléctrica a Máxima Potencia deberá realizarse con todas sus unidades de generación operando simultáneamente.

7.3.11 En centrales que tengan más de siete (7) Unidades de Generación, los ensayos a cargas parciales se podrán efectuar de la siguiente manera: i) Si son de iguales características (marca y modelo) a una (1) Unidad de Generación seleccionada aleatoriamente, y, ii) Si no fueren de iguales características se seleccionará aleatoriamente a una (1) por tipo de Unidad de Generación diferenciada.

7.3.12 Si la unidad bajo ensayo cuenta con un sistema de monitoreo continuo de emisiones o cualquier otro sistema de control ambiental, el EPEyR deberá efectuarse operando dichos sistemas dentro de los rangos habituales de operación. No se tomarán mediciones de los referidos sistemas para la validación ni para el cálculo de la potencia efectiva y rendimiento de la unidad.

7.3.13 El Generador titular podrá eximirse de realizar un EPEyR para los Modos de Operación no principales, cuando de los ensayos a ejecutarse durante el EPEyR se pueda obtener datos suficientes para dichos Modos de Operación, siempre que sea previamente autorizado por el COES en la oportunidad en que se le comunica la aprobación y programación del EPEyR.

#### 7.4 Suspensión del EPEyR

7.4.1 Cuando por causa de fuerza mayor u otras causas ajenas al Generador se presenten situaciones que puedan afectar el ensayo, debidamente acreditadas, tanto por el Jefe de Ensayo, en caso que para dicho momento ya se cuente con los servicios de la empresa consultora, como por el Generador Integrante, este último podrá solicitar al COES la suspensión y reprogramación de la prueba. En los casos en que el COES autorice la reprogramación, el EPEyR deberá realizarse dentro de un plazo máximo de dos (2) meses.

7.4.2 El COES suspenderá el EPEyR, bajo responsabilidad del generador, cuando:

- a) No se haya acreditado antes del inicio del EPEyR la vigencia de la calibración de los instrumentos de medición a ser utilizados.
- b) Durante el EPEyR, por lo menos una de las unidades de generación que conforman el Modo de Operación ensayado sale de servicio, desconectándose por tres (3) veces dentro del período de duración del EPEyR por fallas atribuibles a la Unidad de Generación.
- c) El generador lo solicite, sin perjuicio de las acciones que correspondan.

7.4.3 En los casos de suspensión indicados en el numeral 7.4.2, y siempre que se haya excedido el plazo indicado en el numeral 6.2.1, los valores de potencia efectiva y rendimiento del Modo o Modos de Operación involucrados serán los señalados en el numeral 6.4 del presente procedimiento.

#### 7.5 Ejecución del EPEyR

7.5.1 El EPEyR está destinado a comprobar mediante medición la potencia eléctrica y rendimiento de una o varias unidades de generación bajo un determinado Modo de Operación.

7.5.2 Las potencias a ser consideradas durante el EPEyR son: Máxima Potencia, Generación Mínima Técnica y 3 potencias parciales (intermedias) que se convengan antes del ensayo. El Generador Integrante, adjuntando el debido sustento como parte de la información entregada en el numeral 7.2, podrá solicitar un menor número de potencias parciales a ensayar, quedando su aceptación a criterio del COES.

7.5.3 La ejecución del EPEyR a Máxima Potencia está relacionada con la verificación de la resistencia física de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación que conforman el modo de operación bajo ensayo, sin operar



en sobrecarga. La duración del EPEyR a Máxima Potencia depende de la naturaleza de cada unidad termoeléctrica, y tendrá como mínimo la siguiente duración:

a) Cinco (5) horas de operación continua para el Modo de Operación principal con el combustible de menor costo, considerando como tal a aquel modo de operación con el que la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación obtendría el mayor valor de potencia, considerando inyección de agua o fuego adicional cuando corresponda.

b) Y en el caso de las unidades duales, dos (2) horas de operación continua para el Modo de Operación principal con el combustible alternativo, considerando como tal a aquel modo de operación con el que la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación obtendría el mayor valor de potencia, considerando inyección de agua o fuego adicional cuando corresponda. El combustible alternativo, es el combustible con el que puede operar la unidad dual, cuando existen restricciones a la operación con el combustible de menor costo.

7.5.4 En los otros Modos de Operación tanto para los ensayos a Máxima Potencia como a potencias parciales, la ejecución de los EPEyR, tendrá como mínimo la siguiente duración:

a) 30 minutos para las turbinas a gas y motores recíprocos a ciclo Otto y Diesel.

b) 60 minutos para las turbinas a vapor y ciclos combinados

7.5.5 Durante el EPEyR de cada potencia seleccionada se deben registrar 30 mediciones de las Variables Primarias y 30 mediciones de las Variables Secundarias.

7.5.6 Los intervalos de medición serán de 10 minutos para el ensayo a Máxima Potencia para el Modo de Operación principal con el combustible de menor costo de la Central Termoeléctrica; en el caso de las unidades duales los intervalos de medición para dicho ensayo serán de 4 minutos para el Modo de Operación principal con el combustible alternativo. Para los otros Modos de Operación, así como para los ensayos a potencias parciales, los intervalos de medición serán de:

a) 1 minuto para las turbinas a gas y motores recíprocos a ciclo Otto y Diesel.

b) 2 minutos para las turbinas a vapor y ciclos combinados.

7.5.7 Las mediciones de las Variables Primarias y Secundarias se deben realizar simultáneamente. En los casos que este requerimiento no fuere posible, se podrá diferir el momento de medición de las variables que no puedan ser medidas simultáneamente, siempre y cuando sea dentro del mismo período de duración del ensayo, lo que deberá constar en el acta de ensayo.

7.5.8 Las mediciones de los consumos de combustible durante el EPEyR deben servir para comprobar la producción de energía eléctrica por unidad de combustible consumido. Se deben medir los valores de la temperatura del combustible, a fin de llevarlos a condiciones estándar. Las condiciones estándar de referencia de temperatura y presión que se utilizarán para la medición y cálculos de combustibles líquidos y gaseosos son: 15°C y 101,325 kPa, respectivamente.

7.5.9 Para todas las potencias ensayadas, se deben registrar los valores de la masa o volumen de combustible al inicio y fin del ensayo, en los casos que se cuente con dicha información.

7.5.10 En el caso que no se disponga de medidores de flujo de combustible líquido y se mida el consumo por diferencia de nivel, los tiempos de duración de cada ensayo dependerá de las dimensiones del tanque y del consumo de la unidad termoeléctrica, siendo como mínimos lo establecidos en 7.5.3 y 7.5.4 según corresponda. En este caso, el número de mediciones y los intervalos de medición podrán diferir de lo establecido en 7.5.5 y 7.5.6.

7.5.11 Se tomarán dos (2) muestras por combustible utilizado en el EPEyR, entre el inicio y el final de la prueba. La toma de muestras será realizada por el Jefe de Ensayo en presencia del veedor del COES y el representante del Generador Integrante del COES. El análisis del combustible deberá ser efectuado por un laboratorio externo o por un equipo instalado en la misma central que cumpla con lo establecido en el numeral 7.3.5. En lo posible, las muestras del combustible deberán ser analizadas en laboratorios diferentes.

7.5.12 En caso fracase el EPEyR a Máxima Potencia será necesario realizar un segundo ensayo, que puede efectuarse inmediatamente después si se cuenta con decisión unánime del Jefe de Ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante del COES. De no haber consenso, deberá ser reprogramado.

7.5.13 Si en un EPEyR a una potencia parcial, la unidad de generación requiere operar con un combustible diferente al que corresponde el modo de operación a ensayar, los consumos medidos deberán ser referidos a este último combustible.

7.5.14 Ante un eventual fracaso del EPEyR a una de las potencias parciales, el ensayo iniciará de cero para esa potencia parcial.

## 7.6 Elaboración del acta de ensayo

7.6.1 Al final del ensayo se levantará el acta de ensayo, que será suscrita por el Jefe de Ensayo, el representante designado por el Generador Integrante del COES y el veedor del COES.

7.6.2 El acta de ensayo debe contener información sobre la unidad de Generación o agrupación de unidades de generación que conforman el Modo o Modos de Operación ensayados, instrumentos utilizados, los asistentes al EPEyR, los datos registrados de acuerdo con el formato del Anexo 3 e indicar posibles diferencias entre la información remitida previa al ensayo y la utilizada durante el ensayo.

## 7.7 Validación de los datos medidos

7.7.1 Las mediciones de las Variables Primarias y Variables Secundarias, cuyos datos registrados se encuentren fuera de los rangos de fluctuación indicados en los Cuadros N° 5, N° 6, N° 7 y N° 8 del Anexo 1, serán eliminadas.

7.7.2 Las mediciones registradas con presencia de perturbaciones provenientes del SEIN, que alteren la frecuencia o voltaje fuera de los rangos permisibles, serán eliminadas. Para reemplazar las mediciones registradas durante el tiempo afectado, el ensayo deberá prolongarse por un tiempo equivalente.

7.7.3 Las mediciones válidas serán todas las mediciones efectuadas menos las mediciones eliminadas.

7.7.4 Debe contarse con un mínimo de 15 mediciones válidas por nivel de potencia ensayada. Caso contrario el ensayo deberá prolongarse hasta completar el mínimo número de mediciones válidas.

## 8. CALCULO DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO

### 8.1 Determinación de las condiciones de potencia efectiva

8.1.1 Las condiciones ambientales de potencia efectiva son: Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva, Humedad Relativa de Potencia Efectiva, Presión Ambiente de Potencia Efectiva y Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva.

8.1.2 Las condiciones ambientales de potencia efectiva para el periodo de los últimos veinte (20) años, deberán corresponder a la zona en que está ubicada la Unidad de Generación bajo ensayo, en base a cualquiera de las siguientes dos (2) opciones:

a) El Generador Integrante podrá solicitar al COES la contratación de una empresa especializada para la elaboración de un estudio, cuyos costos de contratación de dicha empresa será asumida por el Generador Integrante solicitante.

La información fuente que utilizará la empresa especializada para elaborar el estudio, podrá ser la siguiente:

- Información de la entidad oficial (Senamhi, Corpac, Imarpe, Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina de Guerra del Perú), correspondiente a la(s) estación(es) meteorológica(s) más cercana(s) a la central.

- Información proporcionada de la central bajo ensayo.

- Información de base de datos de satélite u otras.

El estudio realizado por la empresa especializada será suscrito por un Ingeniero Meteorólogo, con colegiatura CIP del Colegio de Ingenieros del Perú.

b) Una matriz de datos histórica en base a información suministrada por una entidad oficial (Senamhi, Corpac, Imarpe, Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina de Guerra del Perú), correspondiente a la estación meteorológica más cercana a la central.

En caso de no contarse con información de la estación meteorológica más cercana o ser ésta incompleta, se completará la matriz de datos con información de la siguiente estación meteorológica activa más cercana hasta completar el periodo indicado.

Para ambas opciones, se debe considerar como parte de la información a ser revisada, la correspondiente a los estudios para la determinación de las condiciones de potencia efectiva, relacionada a los EPEyR ejecutados en los últimos tres (3) años, correspondiente a unidades de generación térmica que se ubiquen en la misma zona donde se encuentra la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica bajo análisis.

### 8.2 Procedimiento de cálculo

8.2.1 El cálculo de la potencia efectiva y rendimiento lo realizará la empresa consultora sobre la base de las mediciones válidas de operación que provengan del EPEyR debidamente registradas en el acta de ensayo. No se aceptará registros de operación de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación ensayadas que no figuren en el acta de ensayo. Tampoco se utilizará en los cálculos ajustes adicionales sobre los datos de ensayo.

8.2.2 La potencia efectiva, así como el rendimiento, consumo específico de combustible, consumo específico de calor y eficiencia son referidos a la potencia bruta de ensayo.

8.2.3 Los poderes caloríficos y la gravedad específica o densidad del combustible se determinarán sobre la base del análisis efectuado a las muestras tomadas según lo indicado en el numeral 7.5.11. Los resultados finales se obtendrán hallando el promedio aritmético de los resultados de los análisis de las dos muestras.

8.2.4 La potencia y rendimiento de las unidades termoeléctricas a condiciones de potencia efectiva se obtienen de aplicar, a la potencia y rendimiento a condiciones de ensayo, los factores de corrección ambientales indicados en el Cuadro N° 9 del Anexo 1 y, cuando fuere el caso, el factor de corrección operativo indicado en el Cuadro N° 10 del Anexo 1.

8.2.5 Los factores de corrección de potencia y rendimiento, así como su aplicación provendrán de las curvas de corrección proporcionadas por el (los) fabricante(s). A falta de éstas, se utilizará las curvas de corrección que sirvieron para garantizar la potencia y rendimiento, durante las pruebas de recepción. A falta de estas últimas, se utilizarán las curvas elaboradas para efectos de los EPEyR acorde a lo indicado en el numeral 8.2.6.

8.2.6 Los Generadores Integrantes cuyas unidades de generación no cuenten con curvas de corrección, estas se encuentren incompletas o no correspondan al volumen de control a ensayar, deberán asumir los costos de contratación de una empresa especializada en la elaboración de curvas de corrección y de la empresa especializada contratada por el COES para la supervisión.

8.2.7 Las curvas de corrección a aplicar en los cálculos de los EPEyR de los modos de operación ciclo combinado, deberán corresponder al volumen de control de la totalidad del sistema a ensayar.

8.2.8 En los motores recíprocos a ciclo Otto y Diesel, que no cuenten con sus respectivas curvas de corrección, el cálculo se realizará empleando la metodología estipulada en la Norma ISO 3046 parte 1 numeral 10.

8.2.9 No se aceptará la aplicación de factores de corrección por ninguna Variable Secundaria a excepción de la indicada en el numeral 7.3.7.

8.2.10 La aplicación de los factores de corrección, tanto de la potencia como del rendimiento, será sobre cada dato medido y no sobre promedios de datos.

8.2.11 Posterior a la aplicación de los factores de corrección conforme se indica en 8.2.10, la potencia a condiciones de potencia efectiva será igual al promedio de las potencias corregidas.

8.2.12 En forma similar, dependiendo de la curva de corrección a aplicar, el consumo específico de calor o la eficiencia, ambos a condiciones de potencia efectiva, serán iguales al promedio de sus respectivos valores corregidos.

8.2.13 A partir de los resultados de la potencia a condiciones de potencia efectiva calculada en el numeral 8.2.11 y del consumo específico de calor o eficiencia corregidos en el numeral 8.2.12, se obtendrán los otros parámetros asociados tales como rendimiento, consumo de combustible y consumo específico de calor o eficiencia a condiciones de potencia efectiva.

8.2.14 Para una mejor comprensión del cálculo de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva, se incluye un ejemplo en el Anexo 4 del presente procedimiento.

### 8.3 Informe del EPEyR

8.3.1 El informe del EPEyR será suscrito por el Jefe de Ensayo, consignando su número de registro profesional o colegiatura.

8.3.2 El informe del EPEyR debe indicar claramente los resultados de potencia efectiva, consumo de combustible, rendimiento, consumo específico de calor y eficiencia a condiciones de potencia efectiva, obtenidos para cada nivel de potencia del Modo o Modos de Operación ensayados.

8.3.3 Los resultados y principales parámetros para la determinación de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva serán redondeados con los siguientes números de decimales:

Tabla N° 2

N°	Parámetros	Unidades de medida	Número de decimales
1	Potencia	<i>kW</i>	2
2	Consumo combustible	<i>m<sup>3</sup>/h</i>	2
		<i>l/h, kg/h</i>	1
3	Rendimiento	<i>kWh/m<sup>3</sup></i>	2
		<i>kWh/l, kWh/kg</i>	1
4	Consumo específico de Calor	<i>kJ/kWh</i>	2
5	Eficiencia	%	2
6	Poderes Caloríficos	<i>kJ/kg, kJ/m<sup>3</sup></i>	2
7	Densidad líquido	<i>kg/m<sup>3</sup></i>	2
8	Densidad gas natural	<i>kg/m<sup>3</sup></i>	4

Asimismo, para la conversión de unidades de otros sistemas al Sistema Internacional se utilizarán las siguientes equivalencias:

Tabla N° 3

N°	Dimensión	Unidad	Equivalencia	Unidad
1	Volumen	<i>gal</i>	3,785412	<i>l</i>
2		<i>pie<sup>3</sup></i>	0,02831685	<i>m<sup>3</sup></i>
3		<i>bbl</i>	0,1589873	<i>m<sup>3</sup></i>
4	Peso	<i>lb</i>	0,45359237	<i>kg</i>
5	Energía	<i>BTU</i>	1,05506	<i>kJ</i>
6		<i>kcal</i>	4,1868	<i>kJ</i>

8.3.4 El informe del EPEyR debe indicar claramente la metodología seguida, e incluir:

a) Los informes de determinación del poder calorífico del combustible o combustibles utilizados en el EPEyR, debidamente certificados, de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.5.11 del presente procedimiento.

b) La información para la determinación de las condiciones de potencia efectiva (temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica y temperatura de la fuente fría); debidamente certificada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.1.

c) La totalidad de la información de sustento y de cualquier otra información adicional utilizada en los cálculos de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva.

8.3.5 El Informe del EPEyR y toda la información de sustento serán entregados al COES en medio digital. Todos los cálculos serán proporcionados en hojas de cálculo electrónicas, las que deberán permitir verificar la data, así como reproducir los cálculos efectuados; es decir, deberán contener las fórmulas, macros y enlaces necesarios sin protección al acceso. No se aceptarán hojas de cálculo convertidas a hojas de datos y/o protegidas.

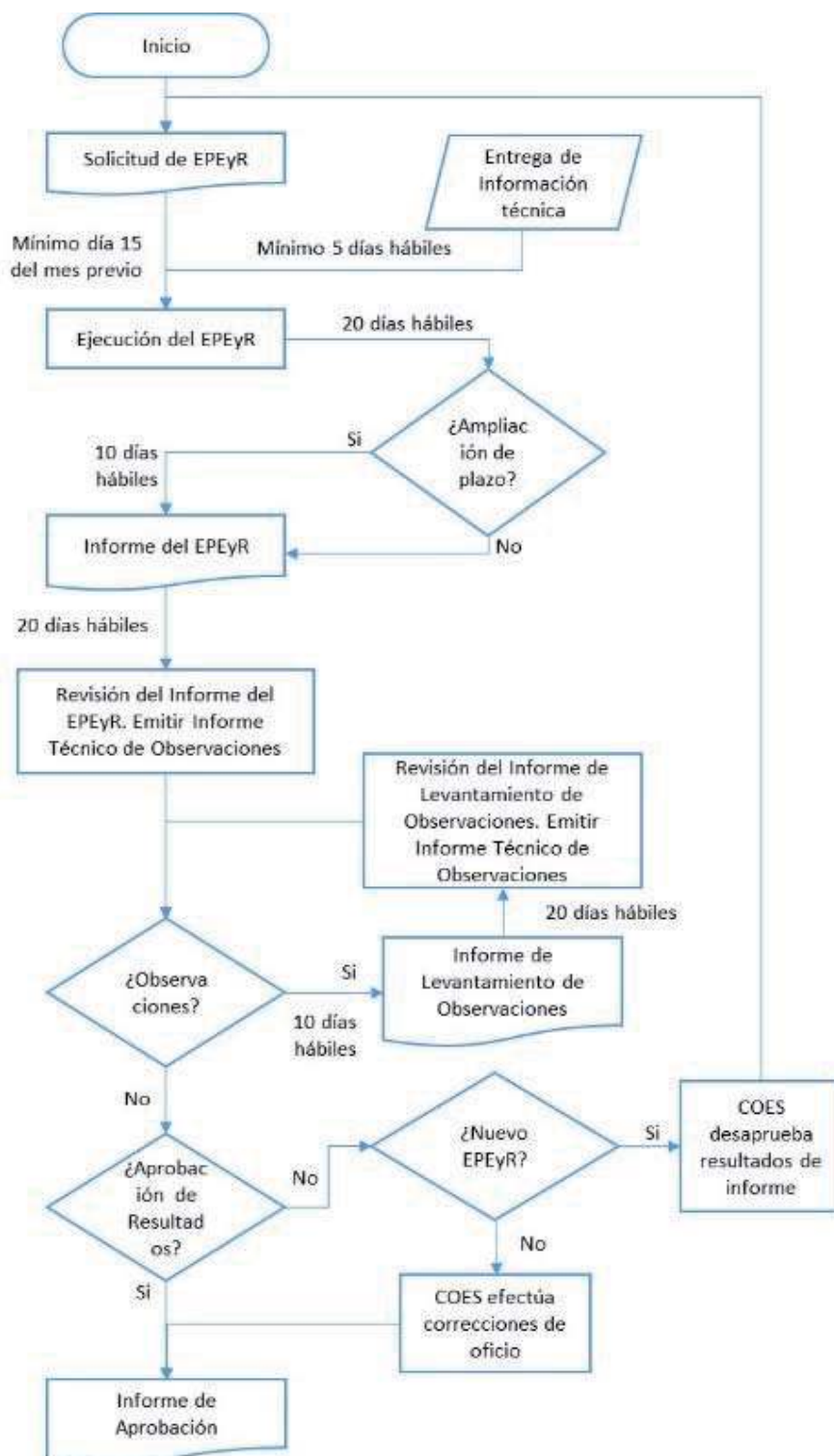
## 9. REFERENCIAS

Las normas internacionales de referencia para la aplicación de este procedimiento se indican en el Cuadro N° 11 del Anexo 1 del presente procedimiento.

## 10. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO

El Diagrama 1 incluye todas las fases del proceso para determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades termoelectricas desde la solicitud para la realización del EPEyR hasta la aprobación o rechazo de los resultados del informe.

Diagrama 1. Ensayos de potencia efectiva y rendimiento



## ANEXOS

Anexo	Descripción
1	Cuadros para aplicación del PR-17
2	Requerimientos mínimos de la empresa consultora
3	Acta de ensayo
4	Ejemplo de aplicación del PR-17

## ANEXO 1

## CUADROS PARA LA APLICACIÓN DEL PR-17

Cuadro N° 1  
Especificaciones de los equipos de medición

N°	VARIABLE	MAXIMA INCERTIDUMBRE
1	Potencia eléctrica	±0,2%
2	Temperatura ambiente	± 0,2 K
3	Humedad relativa	±2,0%
4	Presión barométrica	± 0,05%
5	Temperatura de fuente fría	± 0,2 K
6	Flujo de combustible	±0,5%
7	Temperatura de combustible	±0,2 K

Fuente: Normas ISO 18888:2017 (E) y 2314:2009 (E)

Cuadro N° 2  
Tiempos de estabilización previos al EPEyR

TIPO DE MÁQUINA TERMOELÉCTRICA	TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN <sup>(1)</sup>
Turbina a gas	1 h
Motor reciprocante a ciclo Otto y Diesel	1 h
Ciclo combinado	1 h
Turbina a vapor (caldera quemando gas natural)	1 h
Turbina a vapor (caldera quemando petróleo)	1 h
Turbina a vapor (caldera quemando carbón pulverizado)	1 h
Turbina a vapor (caldera de lecho fluidizado)	24 h <sup>(2)</sup>

Fuente: Norma ASME PTC 46 – 2015

(1) No incluyen el tiempo de un arranque en frío.

(2) Transcurrida una hora de haberse alcanzado la estabilidad química se puede dar inicio al ensayo

Cuadro N° 3  
Variables Primarias

N°	VARIABLE	MR	TG	TV	CC
1	Potencia eléctrica	x	x	x	x
2	Flujo de combustible	x	x	x	x
3	Temperatura ambiente	x	x	x	x
4	Humedad relativa ambiente	x	x	x	x
5	Presión ambiente	x	x	x	x
6	Temperatura de la fuente fría			x	x
7	Temperatura del intercooler	x			

MR: Motor reciprocante a ciclo Otto y Diesel; TG: Turbina a gas; TV: Turbina a Vapor; CC: Ciclo Combinado.

**Cuadro N° 4**  
**Variables Secundarias**

N°	VARIABLE	MR	TG	TV	CC
1	Potencia de sistemas auxiliares	x	x	x	x
2	Velocidad de rotación	x	x	x	x
3	Temperatura del combustible	x	x	x	x
4	Temperatura de gases de escape	x	x		
5	Presión y temperatura del vapor vivo			x	
6	Flujo de entrada del agua o aire de enfriamiento			x	x
7	Presión de descarga			x	x
8	Flujo de inyección de agua o vapor		x		x
9	Voltaje	x	x	x	x
10	Factor de potencia	x	x	x	x
11	Frecuencia	x	x	x	x
12	Temperatura de devanados del estator	x	x	x	x
13	Temperatura de cojinetes (eventualmente)	x	x	x	x
14	Nivel de vibraciones (eventualmente)	x	x	x	x
15	Otros parámetros que indican operación en régimen estable	x	x	x	x

MR: Motor reciprocante a ciclo Otto y Diesel; TG: Turbina a gas; TV: Turbina a Vapor; CC: Ciclo Combinado.

**Cuadro N° 5**  
**Condiciones de estabilidad para un motor reciprocante de ciclo Otto y Diesel**

PARÁMETROS	VARIACIÓN <sup>(1)</sup>
Potencia eléctrica	± 3%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)
Presión barométrica	± 0,5%
Velocidad de rotación	± 2%
Flujo de combustible	± 3%
Temperatura del combustible	± 5 K
Temperatura del aire al ingreso del compresor o del múltiple de admisión	± 4 K
Temperatura de los gases de escape	± 15 K
Factor de Potencia	± 2% (*)
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Los que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Los que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Los que indica el fabricante

Fuente: Norma ISO 15550-2016, (\*) Fuente COES

(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados

**Cuadro N° 6**  
**Condiciones de estabilidad para una Turbina a Gas**

PARÁMETROS	VARIACIÓN <sup>(1)</sup>
Potencia eléctrica	± 1%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)
Presión atmosférica	± 0,5%

Factor de potencia	± 2%
Velocidad de rotación	± 1%
Flujo de combustible	± 1% (*)
Temperatura del combustible	± 3 K
Presión del combustible gaseoso	± 1%
Presión absoluta salida de gases de combustión	± 1%
Temperatura a la salida de la turbina	± 2 K
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: Norma ISO 2314:2009(E), (\*) Fuente COES

(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados

**Cuadro N° 7**  
Condiciones de estabilidad para una Turbina a Vapor

PARÁMETROS	VARIACIÓN <sup>(1)</sup>
Potencia eléctrica	± 1% (*)
Presión de vapor vivo	± 3% de la presión absoluta
Temperatura del vapor vivo y de recalentamiento	± 8 K si sobrecalentamiento está entre 15 K -30 K y; ± 16 K si sobrecalentamiento es mayor a 30 K
Presión de extracción	± 5%
Temperatura de agua precalentada	± 6 K
Presión de descarga (condensación):	El mayor de: ± 2,5% de la presión absoluta ó ± 0,34 kPa
Voltaje	± 5%
Factor de Potencia	± 2% (*)
Velocidad de rotación	± 5%
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: ASME PTC 6 – 2004, (\*) Fuente COES

(1) (1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados

**Cuadro N° 8**  
Condiciones de estabilidad para un Ciclo Combinado

PARÁMETROS	VARIACIÓN <sup>(1)</sup>
Potencia eléctrica	± 1%
Factor de Potencia	± 2%
Velocidad de rotación	± 1%
Temperatura de combustible gas o líquido	± 3 K
Presión del combustible gaseoso	± 1%
Flujo de combustible	± 1%
Presión barométrica	± 0,5%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)

Flujo de agua de enfriamiento del condensador	± 15%
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Fuente: Norma ISO 18888:2017 (E), (*) Fuente COES (1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados	

**Cuadro N° 9**  
**Factores de corrección ambientales**

FACTOR DE CORRECCIÓN	SIMBOLO
Factor de corrección de la potencia por temperatura ambiente.	KP <sub>ta</sub>
Factor de corrección del consumo específico de calor por temperatura ambiente.	KC <sub>ta</sub>
Factor de corrección de la potencia por humedad absoluta relativa o absoluta del aire	KPh
Factor de corrección del consumo específico de calor por humedad relativa o absoluta del aire.	KCh
Factor de corrección de la potencia por presión ambiente (altura sobre el nivel del mar).	KP <sub>p</sub>
Factor de corrección del consumo específico de calor por presión ambiente (altura sobre el nivel del mar).	KC <sub>pa</sub>
Factor de corrección de la potencia por temperatura de fuente fría.	KP <sub>tf</sub>
Factor de corrección del consumo específico de calor por temperatura de fuente fría.	KC <sub>tf</sub>

**Cuadro N° 10**  
**Factores de corrección operativos**

FACTOR DE CORRECCIÓN	SIMBOLO
Factor de corrección de la potencia por factor de potencia	KP <sub>fp</sub>
Factor de corrección del consumo específico de calor por factor de potencia.	KC <sub>fp</sub>

**Cuadro N° 11**  
**Normas internacionales de referencia**

Tipo de unidad	Norma Internacional
Motor Reciprocante	<ul style="list-style-type: none"> <li>Norma ISO 3046-1:2002 "Reciprocating internal combustion engines –Performance". Part 1: Declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods – Additional requirements for engines for general use.</li> <li>Norma ISO 15550:2016(E): "Internal combustion engines – Determination and method for the measurement of engine power – General requirements".</li> </ul>
Turbina a Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Norma ISO 2314:2009 (E) "Gas Turbine – Acceptance test"</li> <li>Norma ASME PTC 22-2014 "Gas Turbine - Performance Test Code".</li> </ul>
Turbinas a Vapor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Norma ASME PTC 6-2004: "Steam Turbine – Performance Test Codes".</li> </ul>
Ciclo Combinado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Norma ISO 18888:2017 (E): "Gas Turbine combined cycle power plants – Thermo performances tests"</li> <li>Norma ASME PTC 46-2015: "Overall Plant Performance – Performance Test Codes".</li> </ul>
Condiciones Estándar de Referencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>Norma ISO 91 2017 (E): "Petroleum and related products – Temperature and pressure volume correction factors (petroleum measurement tables) and standard reference conditions".</li> <li>Norma ISO 13443:1996 (E): "Natural gas – Standard reference conditions"</li> </ul>





## ANEXO 2

## REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE LA EMPRESA CONSULTORA

## 1. Empresa consultora

La empresa ejecutora del ensayo es independiente del Generador Integrante y del COES, con solvencia para ejecutar las pruebas y realizar los cálculos posteriores.

## 2. Equipo técnico

La empresa consultora deberá disponer para la realización de los EPEyR como mínimo del siguiente equipo técnico:

- 01 Jefe de Ensayo

- 01 Ingeniero o técnico electricista especialista en medición y utilización de equipos de medición de variables eléctricas

- 01 Ingeniero o técnico instrumentista especialista en medición y utilización de equipos de medición de flujos de combustible

- 01 Ingeniero o técnico especialista en medición y utilización de equipos de medición de variables ambientales

El Jefe de Ensayo será un ingeniero mecánico, electricista, mecánico electricista o carreras afines, con colegiatura CIP del Colegio de Ingenieros del Perú, con más de 5 años de experiencia profesional, de instrumentación, de normatividad para efectuar ensayos y experiencia en el uso de instrumentos de medición y en la ejecución de ensayos en unidades termoeléctricas.

## 3. Instrumentación mínima

La empresa consultora, deberá disponer para la realización de cada EPEyR de un mínimo de instrumentación, que garantice el registro de las Variables Primarias, según el Cuadro N°3 del Anexo 1.

Los instrumentos de medición deberán corresponder al rango de lecturas a medir en la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar y cumplir con lo establecido en el numeral 7.3.5. Las máximas incertidumbres asociadas a los instrumentos de medición, permitidas en la aplicación del presente procedimiento, se indican en el Cuadro N° 1 del Anexo 1.

## ANEXO 3

## ACTA DE ENSAYO

IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD				
Integrante del COES	Nombre de la Central		Nombre de la Unidad o Bloque	
Datos Referenciales	Potencia (kW)	Consumo específico de calor PCI (kJ/kWh)	Rendimiento (kWh/unidad)	Fecha del Ensayo
Pruebas de Recepción				
Ensayo anterior				
Configuración del Ensayo	Motor Primo	Combustible	Caldera	

APERTURA DEL ACTA		
Fecha	Hora	Lugar
PARTICIPANTES		
Por el COES (Veedor)		

Por el Integrante (Representante)	
Por la Consultora (Jefe de Ensayo)	
<b>OTROS PARTICIPANTES</b>	
<b>Laboratorio</b>	
- Razón social	
- Nombre del técnico	
<b>Generadora</b>	
- Operador de la unidad	
- Técnico electricista	
- Técnico mecánico	
<b>Consultora (Asistentes)</b>	
- Primer	
- Segundo	
- Tercer	
- Cuarto	
- Quinto	
- Sexto	
- Séptimo	
- Octavo	

<b>HITOS PRINCIPALES (HORA)</b>			
	Potencia	Inicio	Fin
Estabilización Pre Ensayo			
Ensayo a potencia 1			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 2			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 3			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 4			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 5			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 6			

Muestras de Combustible				
		Combustible 1	Combustible 2	Combustible 3
Tipo de Combustible				
Primera muestra (hora)				
Segunda muestra (hora)				
Tercera muestra (hora)				
RESULTADOS DEL ENSAYO				
Exitoso sin interrupciones		Concluido con interrupciones		Invalidado
INTERRUPCIONES				
1	Hora	Localización	Tipo de Falla	Solución
Inicio				
Fin				
2	Hora	Localización	Tipo de Falla	Solución
Inicio				
Fin				
Detalle de la Interrupción 1			Detalle de la Interrupción 2	
ANEXOS AL ACTA DE ENSAYO				
Anexo A		Acuerdos y consideraciones previas al EPEyR		
Anexo B		Desarrollo del EPEyR		
Anexo C		Resultados de Mediciones de las Variables Primarias		
Anexo D		Resultados de Mediciones de las Variables Secundarias		
Anexo E		Información adicional relevante		
CIERRE DEL ACTA				
Fecha	Hora	Lugar		
SUSCRIPCION				
Institución	Nombre		Firma	

## ANEXO 4

## EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL PR-17

Ejemplo de aplicación del PR-17 a una turbina a gas de 193 MW de potencia nominal operando con combustible gas natural

## 1. Datos Registrados

1.1 Los datos registrados durante el EPEyR de la unidad son los mostrados en el Cuadro A.

Cuadro A.

Datos del EPEyR

N° Medición	Datos de Ensayo				
	Potencia $P_y$ (kW)	Temperatura Ambiente $ta_y$ (°C)	Presión Atmosférica $pa_y$ (kPa)	Humedad Relativa $hr_y$	Consumo Combustible $mc_y$ (m <sup>3</sup> /h)
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	53 187,57
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	53 262,29
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	53 234,41
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	53 316,18
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	53 322,17
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	53 389,05
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	53 501,40
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	53 388,71
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	53 590,76
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	53 605,37
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	53 540,66
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	53 306,41
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	53 325,36
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	53 289,91
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	53 230,53
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	53 299,74
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	53 395,35
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	53 257,67
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	53 072,29
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	53 174,74
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	53 164,88
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	53 249,83
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	53 300,80
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	53 323,45
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	53 547,16
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	53 617,95
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	53 552,82
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	53 518,84
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	53 513,18
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	53 467,87

## 2. Validación de variables

2.1 Se realiza con el fin de verificar la operación en régimen estable de la unidad.

2.2 Por el lado de las Variables Primarias, para el ejemplo estas son: la potencia de ensayo ( $P_y$ ), la temperatura ambiente ( $ta_y$ ), la presión atmosférica ( $pa_y$ ), la humedad relativa ( $hr_y$ ) y el consumo de combustible ( $mc_y$ ).

2.3 El análisis de estabilidad se realiza sobre las variables mencionadas con excepción de la humedad relativa.

2.4 Se calcula la variabilidad de las 30 mediciones efectuadas y se compara con las variaciones máximas permitidas por variable de acuerdo con lo establecido en los Cuadros N° 5, N° 6, N° 7 y N° 8 del Anexo 1. Ver Cuadro B.

2.5 De los resultados se observa que existen 2 mediciones que superan el rango de fluctuaciones máximas permitidas: 1 medición, el número 16, por causa de la temperatura ambiente ( $ta_y$ ) y 1 medición, la número 23, por causa de la potencia ( $P_y$ ). Estas mediciones serán eliminadas del cálculo.

Cuadro B.  
Validación de datos

N° Medición	Datos de Ensayo					Variabilidad de Datos			
	Potencia	Temperatura	Presión	Humedad	Consumo	Variables Primarias			
	$P_y$ (kW)	Ambiente $ta_y$ (°C)	Atmosférica $pa_y$ (kPa)	Relativa $hr_y$	Combustible $mc_y$ (m³/h)	$P_y$	$ta_y$	$pa_y$	$mc_y$
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	53 187,57	0,25%	2,07	0,13%	0,33%
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	53 262,29	0,56%	1,89	0,04%	0,19%
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	53 234,41	0,99%	1,56	0,02%	0,24%
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	53 316,18	0,35%	1,56	0,17%	0,09%
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	53 322,17	0,47%	1,56	0,16%	0,08%
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	53 389,05	0,68%	1,56	0,03%	0,05%
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	53 501,40	0,87%	1,40	0,12%	0,26%
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	53 388,71	0,83%	1,45	0,13%	0,04%
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	53 590,76	0,50%	0,45	0,14%	0,42%
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	53 605,37	0,14%	0,34	0,10%	0,45%
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	53 540,66	0,09%	0,49	0,12%	0,33%
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	53 306,41	0,38%	1,05	0,11%	0,11%
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	53 325,36	0,14%	1,05	0,30%	0,07%
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	53 289,91	0,50%	1,17	0,20%	0,14%
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	53 230,53	0,17%	1,53	0,12%	0,25%
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	53 299,74	0,28%	4,03	0,10%	0,12%
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	53 395,35	0,55%	1,91	0,12%	0,06%
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	53 257,67	0,12%	1,32	0,11%	0,20%
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	53 072,29	0,87%	1,23	0,02%	0,55%
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	53 174,74	0,48%	0,14	0,01%	0,36%
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	53 164,88	0,32%	0,78	0,11%	0,37%
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	53 249,83	0,49%	0,92	0,04%	0,22%
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	53 300,80	2,04%	0,92	0,09%	0,12%
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	53 323,45	0,43%	0,42	0,07%	0,08%
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	53 547,16	0,64%	0,23	0,06%	0,34%
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	53 617,95	0,27%	0,19	0,09%	0,47%
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	53 552,82	0,14%	0,35	0,13%	0,35%
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	53 518,84	0,36%	0,63	0,38%	0,29%
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	53 513,18	0,43%	1,05	0,11%	0,28%
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	53 467,87	0,43%	1,04	0,09%	0,19%
Variaciones máximas permitidas →						± 1%	± 4,0°C	± 0,5%	± 1,0%
Mínimo	194 298,1	16,60	100,5010	0,52	53 072,3				
Máximo	200 245,4	22,70	101,1900	0,64	53 617,9				
Promedio	196 247,9	18,67	100,8841	0,56	53 364,9				
Prom Validado	196 124,4	18,56	100,8773	0,56	53 369,5				

2.6 Se ha supuesto que durante el EPEyR ninguna de las Variables Secundarias superó sus límites operativos conforme se indica en 7.7.1.

### 3. Corrección de la potencia

3.1 Para el cálculo, es necesario disponer de las curvas de corrección de la potencia dadas por el fabricante para variaciones en la temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad relativa. Asimismo, es necesario disponer de los datos de temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa a condiciones de potencia efectiva. Para el ejemplo estos datos son: 22,5 °C, 100,55 kPa (1,0055 bar) y 85,3% respectivamente.

3.2 La conversión de los valores de potencia de ensayo ( $P_y$ ) a condiciones de potencia efectiva ( $P_x$ ) se realiza en dos pasos: en primer lugar, de condiciones de ensayo a condiciones de referencia y en segundo lugar de condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

3.3 El cálculo, así como la aplicación de los factores de corrección, dependerá de lo indicado por el fabricante. Para el ejemplo, los factores de corrección se obtienen directamente ingresando las variables medidas en las curvas de corrección.

3.4 Para el cálculo de la potencia a condiciones de referencia ( $P_r$ ), se utilizan los factores de corrección por variación de temperatura ( $KPt_{a_y-r}$ ), por variación de presión atmosférica ( $KPpa_{y-r}$ ) y por variación de humedad relativa ( $KPhr_{y-r}$ ), calculados para llevar la potencia desde las condiciones de ensayo a condiciones de referencia. En el ejemplo, todos los factores de corrección utilizados son multiplicativos.

$$P_r = \frac{P_y}{(KPt_{a_y-r} * KPpa_{y-r} * KPhr_{y-r})}$$

Donde:

$P_r$ : Potencia de referencia

$P_y$ : Potencia de ensayo

$KPta_{y-r}$ : Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KPpa_{y-r}$ : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KPhr_{y-r}$ : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

3.5 En forma similar, para el cálculo de la potencia efectiva ( $P_x$ ) se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura ( $KPta_{r-x}$ ), por variación de la presión barométrica ( $KPpa_{r-x}$ ) y por variación de humedad relativa ( $KPhr_{r-x}$ ) calculados para llevar la potencia desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva, a través de la siguiente formulación:

$$P_x = P_r * (KPta_{r-x} * KPpa_{r-x} * KPhr_{r-x})$$

Donde:

$P_x$ : Potencia efectiva

$KPta_{r-x}$ : Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

$KPpa_{r-x}$ : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

$KPhr_{r-x}$ : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

3.6 Los resultados son mostrados en el Cuadro C.

**Cuadro C**  
**Corrección de la potencia**

N°	A condiciones de Ensayo					Factores de Corrección de la Potencia						Potencia Referencia $P_r$ (kW)	Potencia Efectiva $P_x$ (kW)
	Potencia $P_y$ (kW)	Temp Amb $t_{a_y}$ (K)	Presión Atmosf $p_{a_y}$	Hum Relativa $hr_y$	Validez	De Ensayo a Referencia			De Referencia a Potencia Efectiva				
						Temp Ambiente $KPta_{y-r}$	Presión Atmosf $KPpa_{y-r}$	Humedad Relativa $KPhr_{y-r}$	Temp Ambiente $KPta_{r-x}$	Presión Atmosf $KPpa_{r-x}$	Humedad Relativa $KPhr_{r-x}$		
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	Válido	0,9893	0,9944	0,9999	0,9487	0,9923	1,0014	200 014,6	188 564,0
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	Válido	0,9880	0,9953	0,9999				198 473,4	187 111,0
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	Válido	0,9858	0,9955	0,9998				198 027,9	186 691,0
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	Válido	0,9858	0,9939	0,9996				199 668,1	188 237,3
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	Válido	0,9858	0,9940	0,9997				199 386,2	187 971,5
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	Válido	0,9858	0,9960	0,9997				198 572,5	187 204,4
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	Válido	0,9847	0,9970	0,9997				198 218,2	186 870,4
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	Válido	0,9851	0,9971	0,9997				198 192,2	186 845,9
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	Válido	0,9783	0,9972	0,9998				200 199,0	188 737,8
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	Válido	0,9775	0,9968	1,0000				201 113,8	189 600,2
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	Válido	0,9718	0,9945	1,0001				203 227,6	191 593,0
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	Válido	0,9680	0,9946	1,0002				204 569,1	192 857,7
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	Válido	0,9680	0,9989	0,9999				202 694,9	191 090,8
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	Válido	0,9672	0,9978	1,0000				202 341,8	190 757,9
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	Válido	0,9647	0,9969	0,9999				203 732,7	192 069,2
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	Inválido	0,9473	0,9968	0,9997				207 302,8	195 434,9
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	Válido	0,9621	0,9970	0,9996				205 801,5	194 019,6
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	Válido	0,9662	0,9946	0,9995				204 566,3	192 855,1
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	Válido	0,9668	0,9955	0,9996				205 773,6	193 993,2
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	Válido	0,9743	0,9956	0,9997				203 346,5	191 705,1
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	Válido	0,9805	0,9946	0,9997				201 948,0	190 386,7
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	Válido	0,9815	0,9961	0,9997				201 786,5	190 234,4
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	Inválido	0,9815	0,9966	0,9997				204 776,9	193 053,6
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	Válido	0,9781	0,9950	0,9997				202 582,6	190 984,9
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	Válido	0,9768	0,9951	0,9998				200 667,4	189 179,4
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	Válido	0,9739	0,9948	0,9998				202 080,2	190 511,3
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	Válido	0,9728	0,9970	0,9999				202 659,1	191 057,1
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	Válido	0,9709	0,9918	0,9998				204 574,5	192 862,8
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	Válido	0,9680	0,9968	0,9997				204 308,5	192 612,0
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	Válido	0,9681	0,9948	0,9997				204 726,8	193 006,4

Condiciones	$t_a$ (°C)	$p_a$ (kPa)	$hr$
Pot Efectiva	22,5	100,550	0,853

PCI	35 982,25	$\text{kJ/m}^3$
-----	-----------	-----------------

Curva de corrección por temperatura ambiente	$KPta = 0,00000213379 * X^3 + 0,000033763 * X^2 - 0,00579926 * X + 1,09387$
Curva de corrección por presión atmosférica	$KPpa = 0 * X^3 + 0,00441872 * X^2 + 1,03515 * X - 0,0440726$
Curva de corrección por humedad relativa	$KPhr = 0,0000110751 * X^3 + 0,000197874 * X^2 + 0,00588388 * X + 0,996543$

3.7 Finalmente, se determina la potencia efectiva como el promedio de todas las potencias efectivas de las 28 mediciones válidas. El resultado se muestra en el Cuadro D.

**Cuadro D**  
Potencias de ensayo, referencia y efectiva

Potencia de Ensayo $P_v$ (kW)	Potencia Referencia $P_r$ (kW)	Potencia Efectiva $P_x$ (kW)
196 124,40	201 901,91	190 343,23

3  
.8 En forma similar, se procede para el cálculo de las potencias efectivas a potencias parciales.

#### 4. Corrección del Rendimiento

4.1 A partir de la potencia y del consumo de combustible a condiciones de ensayo, se calculan los resultados del parámetro asociado al rendimiento (rendimiento, consumo específico de calor o eficiencia), a corregir de acuerdo con las curvas proporcionadas por el fabricante. Para el ejemplo, el parámetro a corregir es el Consumo específico de calor, y se toma un poder calorífico inferior del combustible gas natural de 35 982,25 kJ/m<sup>3</sup>

**Cuadro E**  
Resultados del consumo específico de calor a condiciones de ensayo

N°	A condiciones de Ensayo		
	Potencia $P_v$ (kW)	Consumo Combustible $mc_v$ (m <sup>3</sup> /h)	Consumo Específico de Calor $Cec_v$ (kJ/kWh)
1	196 733,0	53 187,57	9 727,95
2	195 144,4	53 262,29	9 820,92
3	194 298,1	53 234,41	9 858,53
4	195 567,0	53 316,18	9 809,61
5	195 324,8	53 322,17	9 822,88
6	194 905,9	53 389,05	9 856,34
7	194 544,0	53 501,40	9 895,45
8	194 611,1	53 388,71	9 871,20
9	195 276,0	53 590,76	9 874,82
10	195 969,7	53 605,37	9 842,55
11	196 429,5	53 540,66	9 807,66
12	196 987,3	53 306,41	9 737,10
13	195 977,2	53 325,36	9 790,76
14	195 265,5	53 289,91	9 819,92
15	195 922,5	53 230,53	9 776,08
16	195 707,4	53 299,74	9 799,55
17	197 335,7	53 395,35	9 736,13
18	196 478,4	53 257,67	9 753,39
19	197 955,0	53 072,29	9 646,94
20	197 184,4	53 174,74	9 703,34
21	196 875,4	53 164,88	9 716,77
22	197 212,2	53 249,83	9 715,67
23	200 245,4	53 300,80	9 577,66
24	197 095,1	53 323,45	9 734,88
25	194 999,2	53 547,16	9 880,79

N°	A condiciones de Ensayo		
	Potencia	Consumo	Consumo Específico
	$P_v$ (kW)	Combustible $mc_v$ (m <sup>3</sup> /h)	de Calor $Cec_v$ (kJ/kWh)
26	195 725,4	53 617,95	9 857,15
27	196 528,2	53 552,82	9 804,96
28	196 952,2	53 518,84	9 777,64
29	197 089,6	53 513,18	9 769,79
30	197 096,5	53 467,87	9 761,18

4.2 En forma similar al caso de la potencia, se debe disponer de las curvas de corrección del rendimiento por variaciones en la temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa. En el ejemplo, las curvas del fabricante se aplican sobre el parámetro consumo específico de calor.

4.3 La conversión de los valores del consumo específico de calor de ensayo a condiciones de potencia efectiva se realiza en dos pasos: primero, de condiciones de ensayo a condiciones de referencia y segundo, de condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

4.4 En forma similar al caso de la potencia, el cálculo de los factores de corrección dependerá de las curvas dadas por el fabricante.

4.5 Para el cálculo del consumo específico de calor a condiciones de referencia, se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura ( $KC_{ta-y-r}$ ), por variación de la presión atmosférica ( $KC_{pa-y-r}$ ) y por variación de humedad relativa ( $KCh_{r-y-r}$ ) calculados para llevar el consumo específico de calor desde las condiciones de ensayo a condiciones de referencia, a través de la siguiente fórmula:

$$Cec_r = \frac{Cec_y}{(KC_{ta-y-r} * KC_{pa-y-r} * KCh_{r-y-r})}$$

Donde:

$Cec_r$ : Consumo específico de calor a condiciones de referencia

$Cec_y$ : Consumo específico de calor a condiciones de ensayo

$KC_{ta-y-r}$ : Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KC_{pa-y-r}$ : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KCh_{r-y-r}$ : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

4.6 Para el cálculo del consumo específico de calor a potencia efectiva se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura ( $KC_{ta-r-x}$ ), por variación de la presión barométrica ( $KC_{pa-r-x}$ ) y por variación de humedad relativa ( $KCh_{r-x}$ ), calculados para llevar el consumo específico de calor desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva, a través de la siguiente fórmula:

$$Cec_x = Cec_r * (KC_{ta-r-x} * KC_{pa-r-x} * KCh_{r-x})$$

Donde:

$Cec_x$ : Consumo específico de calor a condiciones de potencia efectiva

$KC_{ta-r-x}$ : Factor de corrección  $Cec$  por variación de la temperatura ambiente para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

$KC_{pa-r-x}$ : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

$KCh_{r-x}$ : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para llevar el  $Cec$  desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

Los resultados son mostrados en el Cuadro F.



**Cuadro F**  
**Corrección del consumo específico de calor**

N°	A condiciones de Ensayo						Factores del Consumo Específico de Calor						Cons Esp Calor Referencia $Cec_r$ (kJ/kWh)	Cons Esp Calor Efectivo $Cec_v$ (kJ/kWh)	
	Potencia $P_v$ (kW)	Temp Amb $ta_v$ (K)	Presión Atmosf $pa_v$	Hum Relativa $hr_v$	Consumo Combustible $mc_v$ ( $m^3/h$ )	Cons Esp de Calor $Cec_v$ (kJ/kWh)	De Ensayo a Referencia			De Referencia a Pot Efectiva					
							Temp Ambiente $KCta_v$	Presión Atmosf $KCpa_v$	Humedad Relativa $KChr_v$	Temp Ambiente $KCta_r$	Presión Atmosf $KCpa_r$	Humedad Relativa $KChr_r$			
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	53 187,57	9 727,95	Válido	1,0026	1,0002	1,0000	1,0130	1,0003	1,0003	9 701,6	9 132,4
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	53 262,29	9 820,92	Válido	1,0029	1,0002	1,0000				9 791,7	9 217,2
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	53 234,41	9 858,53	Válido	1,0034	1,0001	1,0000				9 824,1	9 247,7
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	53 316,18	9 809,61	Válido	1,0034	1,0002	0,9999				9 775,3	9 201,8
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	53 322,17	9 822,88	Válido	1,0034	1,0002	0,9999				9 788,4	9 214,1
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	53 389,05	9 856,34	Válido	1,0034	1,0001	0,9999				9 822,4	9 246,1
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	53 501,40	9 895,45	Válido	1,0037	1,0001	0,9999				9 858,9	9 280,5
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	53 388,71	9 871,20	Válido	1,0036	1,0001	0,9999				9 835,7	9 258,6
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	53 590,76	9 874,82	Válido	1,0053	1,0001	1,0000				9 822,5	9 246,2
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	53 605,37	9 842,55	Válido	1,0055	1,0001	1,0000				9 788,0	9 213,8
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	53 540,66	9 807,66	Válido	1,0069	1,0002	1,0000				9 738,3	9 167,0
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	53 306,41	9 737,10	Válido	1,0079	1,0002	1,0000				9 658,7	9 092,0
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	53 325,36	9 790,76	Válido	1,0079	1,0000	1,0000				9 713,9	9 143,9
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	53 289,91	9 819,92	Válido	1,0081	1,0001	1,0000				9 740,3	9 168,9
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	53 230,53	9 776,08	Válido	1,0087	1,0001	1,0000				9 690,5	9 122,0
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	53 299,74	9 799,55	Inválido	1,0134	1,0001	0,9999				9 669,4	9 102,1
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	53 395,35	9 736,13	Válido	1,0094	1,0001	0,9999				9 644,9	9 079,0
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	53 257,67	9 753,39	Válido	1,0084	1,0002	0,9999				9 671,6	9 104,2
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	53 072,29	9 646,94	Válido	1,0082	1,0001	0,9999				9 567,8	9 006,5
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	53 174,74	9 703,34	Válido	1,0063	1,0001	0,9999				9 641,9	9 076,2
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	53 164,88	9 716,77	Válido	1,0047	1,0002	0,9999				9 670,2	9 102,9
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	53 249,83	9 715,67	Válido	1,0045	1,0001	0,9999				9 671,9	9 104,5
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	53 300,80	9 577,66	Inválido	1,0045	1,0001	0,9999				9 534,5	8 975,1
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	53 323,45	9 734,88	Válido	1,0053	1,0002	0,9999				9 682,3	9 114,3
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	53 547,16	9 880,79	Válido	1,0057	1,0002	1,0000				9 824,1	9 247,7
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	53 617,95	9 857,15	Válido	1,0064	1,0002	1,0000				9 793,4	9 218,8
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	53 552,82	9 804,96	Válido	1,0067	1,0001	1,0000				9 739,4	9 168,0
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	53 518,84	9 777,64	Válido	1,0072	1,0003	1,0000				9 705,9	9 136,5
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	53 513,18	9 769,79	Válido	1,0079	1,0001	0,9999				9 692,9	9 124,2
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	53 467,87	9 761,18	Válido	1,0079	1,0002	0,9999				9 683,9	9 115,7

Condiciones	$ta$ (°C)	$pa$ (kPa)	$hr$
Pot Efectiva	22,5	100,550	0,853

PCI	35 982,25	kJ/m <sup>3</sup>
-----	-----------	-------------------

Curva de corrección por temperatura ambiente	$KCta = 0 * X^3 + 0,0000235385 * X^2 + 0,000854 * X + 0,981894$
Curva de corrección por presión atmosférica	$KCpa = 0 * X^3 + 0,0435703 * X^2 - 0,121491 * X + 1,07836$
Curva de corrección por humedad relativa	$KChr = 0 * X^3 + 0,0000856356 * X^2 - 0,0011163 * X + 0,999299$

4.7 Se determinan el consumo específico de calor a condiciones de potencia efectiva como el promedio de todos los consumos específicos de calor de las 28 mediciones válidas. El resultado se muestra en el Cuadro G.

**Cuadro G**  
**Consumo Específico de Calor de Ensayo, Referencia y Efectiva**

Consumo Específico de Calor $Cec_x$ (kJ/kWh)	Consumo Específico de Calor $Cec_r$ (kJ/kWh)	Consumo Específico de Calor $Cec_v$ (kJ/kWh)
9 791,80	9 733,60	9 162,52

4.8 A partir de los resultados de potencia efectiva y del consumo específico de calor, se obtienen el rendimiento, consumo de combustible y eficiencia a condiciones de potencia efectiva, mostrados en el Cuadro H.

**Cuadro H**  
**Resultados de Rendimiento**

Condición	Potencia $P$ (kW)	Específico de Calor $Cec$ (kJ/kWh)	Consumo de Combustible $mc$ ( $m^3/h$ )	Rendimiento $R$ (kWh/ $m^3$ )	Eficiencia $\eta$ (%)
Ensayo	196 124,40	9 791,80	53 371,06	3,675	36,77
Referencia	201 901,91	9 733,60	54 616,72	3,697	36,99
Efectivo	190 343,23	9 162,52	48 469,00	3,927	39,29

4.9 En forma similar, se procede con el cálculo de los rendimientos a condiciones de potencia efectiva a potencias parciales.

**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 Osinermin. 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 Osinermin, 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 Osinermin 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, Osinermin 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 Osinermin 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 Osinermin para la formulación del proyecto del nuevo PR-21;

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 Osinermin 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 Osinermin, 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 Osinermin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinermin, 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.

**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)

#### 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 RPPF 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 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.

6.2 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 f) 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 g) del numeral 7.2 del presente procedimiento. 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 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 URS<sup>1</sup> 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).

<sup>1</sup> El concepto de URS se encuentra dispuesto en el Procedimiento Técnico COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"

- b) Estadismo 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 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.

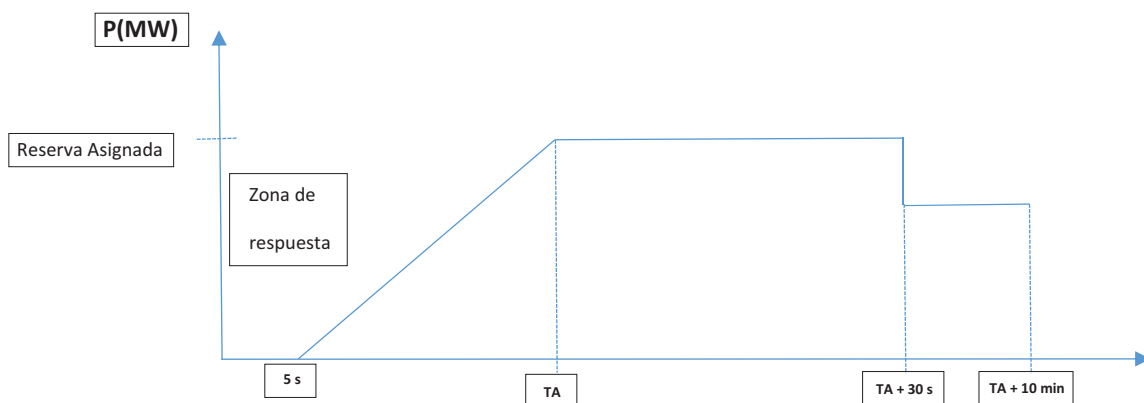
8.7 El titular de Grupo o Central que cuente con un Equipo para RPF deberá comunicar al COES el listado de Grupos por el que el Equipo para RPF brindará el servicio.

## 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 RRPf 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 RRPf 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<sub>i,p</sub> : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW del Grupo "i" para el período de optimización p.

Disponible MW<sub>i,p</sub> : 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<sub>mínima<sub>i</sub></sub> : 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 subsanarla 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:

**CargoINC<sub>g,n</sub>** : Cargo por incumplimiento del Grupo "g" correspondiente al mes "n".

D : Número de días del mes "n"

**INC<sub>g,j</sub>** : Nivel de incumplimiento diario del Grupo "g" detectado para el día "j"

**GenM<sub>g,j</sub>** : 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:

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

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

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

Dónde:

$\text{Cumpli}_g$  : Indicador mensual del cumplimiento del servicio de RPF por parte de del Grupo “g”.

$\%RPNSd_j$  : 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.

$\text{Incent}_g$  : Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo “g”

$\text{CargolncT}_n$  : Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante el mes “n”.

$\text{PE}_g, \text{PE}_U$  : 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 período 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 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 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 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 sobrecosto, 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.

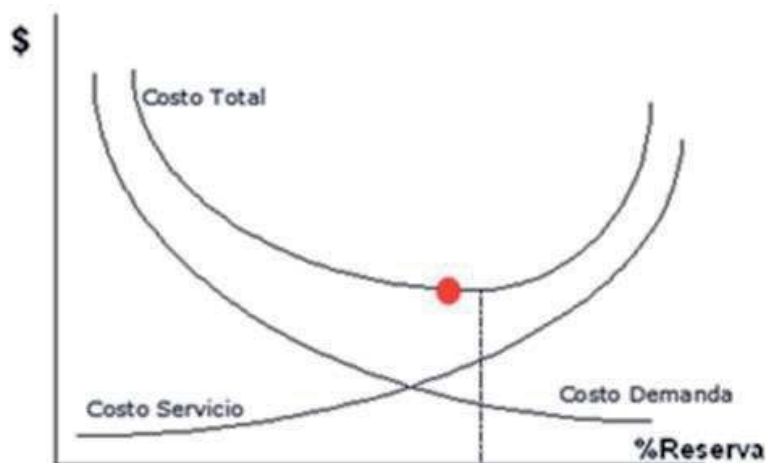


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

### 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:

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 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 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

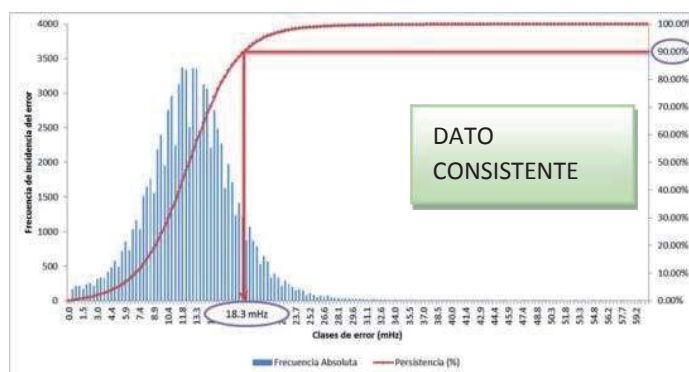
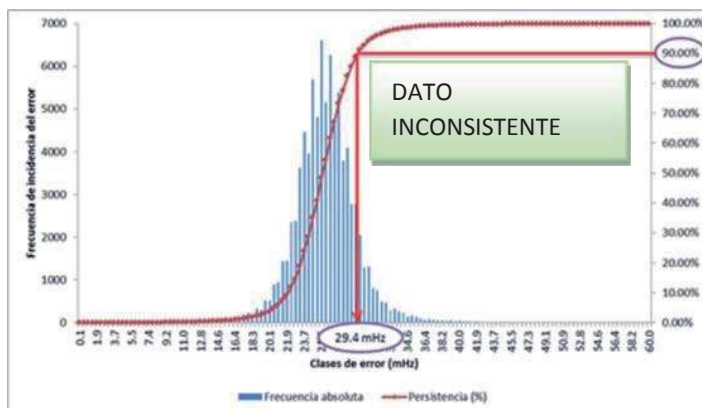
La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los Generadores Integrantes se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

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 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

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

$\%E_n$ : Estadismo 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.
- 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).

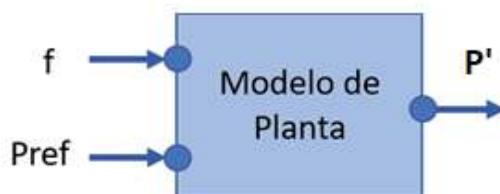
## 2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

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:

- 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.
- 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.

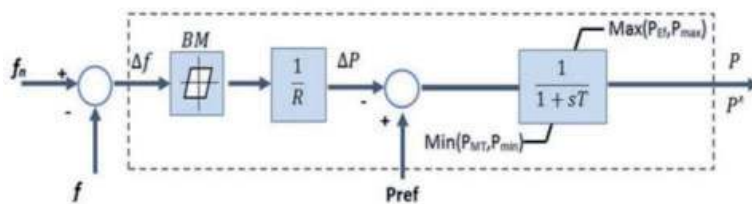
$P'$  : Potencia del Grupo, Central o Equipo para RPF determinada con el Modelo de Planta.

$P_{ref}$  : 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.

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

$Min(P_{MT}, P_{min})$  : 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.

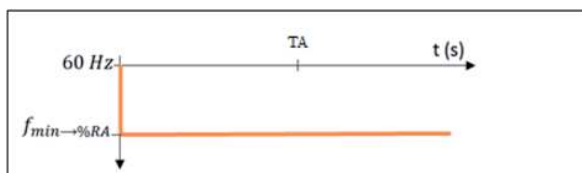
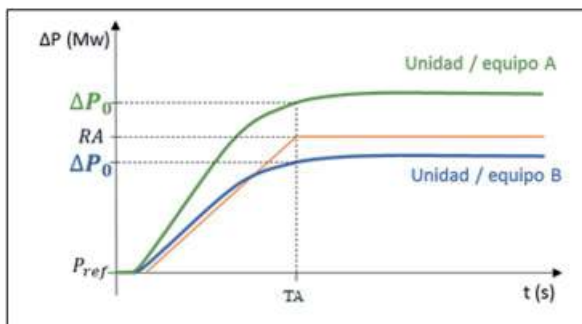
3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

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 ( $\Delta P_o$ ) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada.

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

Dónde:

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



#### 4. Calificación del cumplimiento

a) 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 ( $\Delta P$ ) es igual a cero (0).

b) Para la evaluación del cumplimiento, a cada Grupo o Central, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total ( $\Delta Pt$ ) el cual se determina de la siguiente manera:

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

$$\Delta Pt_i = \Delta P_{O_i} + \sum_{e=1}^T \Delta P_{e,i}$$

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

Para el caso de una Encargada:

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

Dónde:

$\Delta Pt$  : Aporte de potencia para RPF total, es el valor que se utilizará para la evaluación de la reserva primaria no suministrada.

$\Delta P_{O_i}$  : 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).

$\Delta P_{e,i}$  : 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).

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).

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

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  $K_d$