	<b>Informe N° 0408-2013-GART</b>	<b>Fecha:</b> <b>27 de setiembre de 2013</b>
---	----------------------------------	---

# **Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia ”**

*Análisis de las Opiniones y Sugerencias Recibidas*

<b>Elaborado por:</b>  <b>Paolo Chang Olivares</b>	<b>Aprobado por:</b>  <b>Jaime Mendoza Gacon</b>
--	--

---

# Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”

*Análisis de las Opiniones y Sugerencias Recibidas*



Lima, setiembre de 2013

# Resumen Ejecutivo

El 28 de abril de 2013 se realizó la publicación, en el diario oficial El Peruano, del proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (en adelante “PROYECTO”).

La publicación del PROYECTO se efectuó mediante la Resolución OSINERGMIN N° 070-2013-OS/CD, estableciéndose en la misma como plazo máximo de 15 días calendarios, para la presentación de opiniones y sugerencias de los interesados.

Dentro del plazo señalado, se recibieron las opiniones y sugerencias de tres (3) empresas titulares de instalaciones de generación.

Como resultado del análisis de dichas opiniones y sugerencias, realizado por el COES y considerando además las opiniones de OSINERGMIN al análisis, se han efectuado algunas modificaciones con respecto al PROYECTO.

Los principales cambios con respecto al PROYECTO, son los siguientes:

- La ampliación del plazo para la aplicación del PR-21 de 120 días a 6 meses, desde su publicación.
- En el literal b) del numeral 7.2, se agregó que las unidades de generación que operen en ciclo combinado quedan exceptuadas de las exigencias respecto a mantener el aporte de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) durante 30 segundos y luego de dicho periodo lo reduzcan en 15%.
- Sobre el numeral 7.4 se precisó que la medición de una central se puede realizar de forma centralizada y con un solo medidor, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el numeral 7.3.



- Sobre el numeral 5.1.1 y el literal b) del numeral 7.1, se precisó que OSINERGMIN sólo aprobará la magnitud de la reserva Rotante para la RPF, tal como se establece en la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTCOTRSI).
- En el numeral 5.1.8 se precisó que el COES informará inmediatamente cuando una unidad de generación no cumpla con el aporte de RPF para su respectiva programación con las correcciones necesarias.
- En el numeral 1.2 del Anexo 1 se precisó que la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación.



## INDICE

<b>1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>2</b>
<b>2. COMENTARIOS ANALIZADOS</b> .....	<b>5</b>
2.1. COMENTARIOS GENERALES.....	5
2.1.1. Comentarios generales de ENERSUR.....	5
2.1.2. Comentarios Generales de KALLPA.....	7
2.1.3. Comentarios Generales de DUKE ENERGY .....	11
2.2. COMENTARIOS ESPECÍFICOS .....	12
2.2.1. Comentarios de ENERSUR .....	12
2.2.2. Comentarios de KALLPA .....	24
2.2.3. Comentarios de DUKE ENERGY.....	29
<b>3. CONCLUSIONES</b> .....	<b>34</b>
<b>4. PROCEDIMIENTO TÉCNICO</b> .....	<b>35</b>



# 1. Antecedentes

La Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (en adelante “Ley 28832”), estableció en el literal b) de su Artículo 13<sup>1</sup> como función del COES, el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN; mientras que en los literales a), b) y j) de su Artículo 14 se estableció<sup>2</sup> entre otros aspectos, las funciones operativas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), la operación en tiempo real del SEIN y la planificación y administración de los Servicios Complementarios que se requiera para la operación segura y económica del SEIN.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 5°, numeral 5.1 detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su

---

## <sup>1</sup> Artículo 13.- Funciones de interés público

(...)

- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG

(...)

## <sup>2</sup> Artículo 14.- Funciones Operativas

(...)

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución.
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión.
- j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN”

(...)



numeral 5.2 determina que el COES debe contar con una "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", elaborada y aprobada por el OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

Así también, mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" (en adelante la "Guía"), elaborada de conformidad con los Artículos 5° y 6° del Reglamento COES, estableciéndose en aquella el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES.

Por otro lado, mediante la Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE, publicada el 18 de agosto de 2011, se modificaron los numerales 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 del numeral 6.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), debido a que, de la experiencia de aplicación del Procedimiento Técnico del COES PR-22 "Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional", aprobado por Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME y modificado mediante Resolución Ministerial N° 222-2004-EM/DM, se ha determinado la necesidad de actualizarlo, a fin de considerar adecuados criterios técnicos y económicos en la determinación de la reserva rotante para la regulación de frecuencia. Por otro lado, indica que el COES presentará su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES PR-22 "Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional", para su aprobación por OSINERGMIN.

Por lo mencionado en los párrafos anteriores, el 20 de diciembre de 2012 el COES, a través de la carta COES/D-644-2012, remitió la propuesta del nuevo Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (en adelante "PR-21"), dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte de OSINERGMIN.

De conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, OSINERGMIN, mediante Oficio N° 0084-2012-GART del 06 de febrero de 2013, remitió al COES las observaciones a la propuesta, dándole un plazo de quince (15) días hábiles para subsanar las mismas, el cual fue ampliado en quince (15) días hábiles, conforme a lo solicitado por el COES, mediante la carta COES/D-086-2013. En este sentido, el 22 de marzo de 2013 el COES subsanó dichas observaciones, mediante la carta COES/D-154-2013.

El 28 de abril de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N°070-2013-OS/CD, se publicó el proyecto del PR-21, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y se otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

Dentro del plazo señalado, las empresas Enersur S.A. (ENERSUR), Kallpa Generación S.A. (KALLPA) y Duke Energy Egenor S. en C. por A. (DUKE ENERGY) presentaron sus observaciones al proyecto del PR-21.

Con fecha 17 de mayo de 2013, mediante Oficio N° 0542-2013-GART, se realizó el traslado al COES de los comentarios y sugerencias recibidos al proyecto del PR-21,



a fin que dicha organización realice el análisis a las sugerencias y/o comentarios en un plazo de 15 días hábiles, que fue ampliado en 50 días hábiles adicionales, conforme a lo solicitado por el COES.

Con fecha 22 de agosto de 2013, el COES remitió su opinión a los comentarios y/o sugerencias recibidos, con carta COES/D-357-2013, los cuales se analizan en el presente informe.

Cabe señalar que con fecha 16 de setiembre de 2013, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica remitió a la División de Generación y Transmisión de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, mediante el Informe Técnico GFE-UGSEIN-188-2013, su opinión con relación al análisis realizado por el COES a los comentarios y/o sugerencias al proyecto del PR-21, la misma que ha sido tomada en consideración en la elaboración del presente informe.



## 2. Comentarios analizados

Por cada aspecto considerado en el Proyecto del PR-21, se incluyeron los comentarios y/o sugerencias presentadas por las empresas interesadas, así como el análisis del COES. Finalmente, se presenta la opinión de OSINERGMIN.

---

### 2.1. Comentarios Generales

#### 2.1.1. Comentarios generales de ENERSUR

##### 2.1.1.1. Comentario 1

ENERSUR sugiere suspender la aprobación de las propuestas del PR-21 y PR-22 (Procedimiento Técnico COES PR-22 “Regulación Secundaria de Frecuencia y reserva Rotante Asociada”), hasta la aprobación de la modificación del Reglamento de Corto Plazo aduciendo textualmente lo siguiente:

- El artículo 3 del Decreto Supremo N° 032-2012-EM dispone que se suspenda la aprobación de Procedimientos Técnicos relacionados con el Reglamento de Mercado de Corto Plazo de Electricidad, aprobado por D.S. N° 027-2011-EM, hasta que se culmine con el proceso de su revisión y modificación. Este mismo Decreto Supremo encargó al Ministerio de Energía y Minas a través de la DGE para que pre-publique dicha modificación y los correspondientes artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que hasta la fecha no se ha realizado.
- El Reglamento del Mercado de Corto Plazo aprobado por el D.S. N° 027-2011-EM, publicado el 11 de junio de 2011, en su Artículo 7º, numeral 7.1, dispone que los Participantes deben sufragar los costos asociados a las inflexibilidades operativas y Servicios Complementarios, que no estén incluidos en la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo. Además dispone que el COES contará el Procedimiento para definir los pagos correspondientes. Sin



embargo, en forma contraria, la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real, modificada mediante Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE que fue publicada el 18 de agosto de 2011, en su numeral 6.2.2 dispone que la regulación primaria de frecuencia es un servicio que no está sujeto a compensación.

- Como consecuencia de lo anterior, al no haberse efectuado ninguna modificación relacionada al Reglamento de Mercado de Corto Plazo, entre ellas las relacionadas a los Servicios Complementarios (tales como regulación de frecuencia, regulación de tensión, etc.), consideramos que las modificaciones a estos últimos servicios, deberán realizarse luego de que se efectúen los cambios al citado Reglamento de Mercado de Corto Plazo. Ello, encuentra pleno sentido, puesto que los citados servicios complementarios podrán ser reestructurados, ya sea en la responsabilidad de estos, o en lo que se refiere a la asignación de sus sobrecostos.

### Análisis del COES

Respecto a la observación antes mencionada a los proyectos de Procedimientos Técnicos COES PR-21 y PR-22, referida a que los mismos deberían quedar suspendidos hasta la publicación del nuevo Reglamento de Mercado de Corto Plazo, debemos señalar que la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), enmarca a la Reserva Rotante, dentro del concepto de “Servicios Complementarios”<sup>3</sup>, el cual es requerido para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo tal, que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad.

Es así, que ante la necesidad de actualizar los criterios técnicos y económicos que viene utilizando el COES para la determinación de la Reserva Rotante, mediante Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE<sup>4</sup>, el Ministerio de Energía y Minas modificó el marco legal establecido en la NTCOTRSI para la Reserva Rotante, estableciendo lo siguiente:

- La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es un servicio obligatorio y permanente de los Agentes.
- La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) constituye un servicio voluntario y compensado.

Asimismo, la referida Resolución dispuso que dicha modificación entrase en vigencia luego de la aprobación por parte de OSINERGMIN de los procedimientos que correspondan, para tal efecto ordenó al COES elaborar los procedimientos técnicos que establezcan la metodología, los criterios y condiciones bajo las cuales se determine la magnitud de la RPF y RSF<sup>5</sup>. Es así, que en cumplimiento de lo antes señalado, y dado que Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE no ha sido suspendida ni derogada, el COES ha elaborado los proyectos de Procedimientos Técnicos referidos a RPF y RSF, remitiendo los mismos a OSINERGMIN para su aprobación.



<sup>3</sup> Artículo 6, numeral 6.1.1 de la NTCOTRSI

<sup>4</sup> Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 20.08.2011

<sup>5</sup> Artículo agregado a la NTCOTRSI por la Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE

Ahora bien, respecto a que el Decreto Supremo N° 032-2012-EM ha suspendido la aprobación de los Procedimientos Técnicos relacionados al Reglamento de Mercado de Corto Plazo (RMCP), entre los cuales se encuentra el procedimiento sobre servicios complementarios<sup>6</sup>, hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación del referido Reglamento, debemos señalar que la Ley 288327 en su Capítulo Tercero referido al Mercado de Corto Plazo, dispone que el RMCP establecerá los lineamientos para una serie de temas, no estando la regulación de los Servicios Complementarios dentro de los mismos<sup>8</sup>.

En ese sentido, queda claro que el RMCP puede no establecer la regulación de los Servicios Complementarios, ya que, la misma no fue impuesta por la Ley N° 28832 ha dicho reglamento. Sin embargo, como se ha señalado en los párrafos precedentes, sí existe una obligación para el COES de elaborar los proyectos de procedimientos vinculados en la regulación de Reserva Rotante.

Conforme a lo antes señalado, se puede concluir que el COES no tiene impedimento alguno para elaborar los Procedimientos Técnicos COES PR-21 y PR-22, y por lo tanto, deberá proseguirse con el proceso de aprobación de estos, por parte de OSINERGMIN.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### **2.1.2. Comentarios Generales de KALLPA**

#### **2.1.2.1. Comentario 1**

KALLPA considera que las propuestas de los Procedimientos Técnicos COES PR-21 y PR-22 están relacionadas con el Reglamento del Mercado de Corto Plazo "Reglamento MCP" y que por tanto debe suspenderse su aprobación en cumplimiento del D.D. 032-2012, citando textualmente lo siguiente:

- La modificación del actual Procedimiento N° 22 se motiva por la modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real, efectuada mediante Resolución Directoral N° 069-2001-EM/DGE, publicada el 20 de agosto de 2011.
- El DS 027-2011-EM mediante el cual se aprobó el Reglamento del MCP establece en el numeral 3.1 y el artículo 7, el tratamiento que se le debe dar a los servicios complementarios tales como la regulación de frecuencia, regulación de tensión, etc.
- Sin embargo, el 30 de agosto de 2012, se emitió el Decreto Supremo 032-2012-EM que en su artículo 3 establece lo siguiente:

"Suspéndase la aprobación de los Procedimientos Técnicos relacionados con el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad, aprobado



<sup>6</sup> Artículo 3 del D.S. 032-2012-EM

<sup>7</sup> Ley para Asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica publicada el 23.07.2006

<sup>8</sup> Artículo 11, numeral 11.5 de la Ley 28832

por Decreto Supremo N° 027-2011-EM, hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación del mencionado Reglamento.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad, prepublicará el proyecto de modificación del Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad, así como de los artículos correspondientes del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N°009-93-EM, en un plazo de 06 meses, contando desde la publicación del presente Decreto Supremo”.

La regulación de frecuencia (RPF y RSF) vienen a ser parte de los “Servicios Complementarios”, los cuales se están tratando dentro del alcance del MCP y al estar suspendido los procedimientos relacionados al MCP, consideramos que el PR-21 y PR-22, materia de las presentes observaciones, también estarían suspendidos hasta que se aprueba un nuevo Reglamento del MCP que establezca el tratamiento que se debe dar a los servicios complementarios.

#### **Análisis del COES**

Ver análisis del numeral 2.1.1.1 del presente Informe.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

Ver opinión OSINERGMIN en el numeral 2.1.1.1 del presente Informe.

#### **Conclusión**

Ver conclusión del numeral 2.1.1.1 del presente informe.

### **2.1.2.2. Comentario 2**

KALLPA considera que la presente propuesta ocasionaría un grave daño al patrimonio de las empresas generadoras, sobre todo a las que disponen de unidades térmicas, debido a que se están estableciendo requisitos técnicos imposibles de implementar en los ciclos combinados, y por tanto, no tener ninguna posibilidad de poder cumplirlos y ser penalizado por ese motivo. Asimismo, indica que la propuesta, no está diferenciado a las unidades hidráulicas y térmicas ya que se les está asignando requisitos técnicos similares cuando estas últimas, por su naturaleza, deben ser tratadas de forma diferente. Por otro lado, no existen criterios técnicos coherentes en la elección de ciertos parámetros como la Banda Muerta, Estatismo permanente, ni en la respuesta de las unidades de generación en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), por lo que creen que debe investigarse más al respecto

Respecto a la capacidad de los ciclos combinados de realizar RPF, ver sección 2.2.1.3 del presente informe. Respecto a la posibilidad de diferenciar el tratamiento entre las centrales hidráulicas térmicas, ver sección 2.2.1.7. En relación a la fijación de la banda muerta y estatismos ver sección 2.2.1.6. Finalmente, en relación al desgaste que se producirían en las unidades de generación, ver sección 2.2.2.2.

#### **Análisis del COES**

Respecto a la capacidad de los ciclos combinados de realizar RPF, este comentario se analiza en el numeral 2.2.1.3 del presente informe. Respecto a la posibilidad de diferenciar el tratamiento entre las centrales hidráulicas térmicas, este comentario se analiza en el numeral 2.2.1.7. En relación a la fijación de la banda muerta y estatismos este comentario se analiza en el numeral 2.2.1.6. Finalmente, en



relación al desgaste que se producirían en las unidades de generación, ver numeral 2.2.2.2.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### **2.1.2.3. Comentario 3**

Sin perjuicio de su comentario anterior, KALLPA indica que se debe ampliar el plazo de 120 días a 360 días calendarios a fin de que las empresas dispongan tiempo de adaptarse a la versión final del procedimiento; siempre y cuando sea posible hacerlo.

### **Análisis del COES**

Al respecto, tal como se detalla en las respuestas a las observaciones específicas, para la gran mayoría de unidades de generación no existe impedimento técnico que les exima de cumplir los requisitos propuestos en el proyecto de procedimiento. Sin embargo, desde el punto de vista de equipos de medición y comunicación, si se requiere de un periodo para su implementación. Si se toma en cuenta que la modificación a la NTCOTRSI fue publicada el 20.08.2011, se evidencia que ha transcurrido un tiempo bastante razonable (alrededor de 1 año con 9 meses) en el cual las Empresas Generadoras pudieron ir adecuando los sistemas de control de sus unidades al nuevo requerimiento técnico establecido por el Ministerio de Energía y Minas. En ese sentido, se considera que un plazo de implementación de 06 meses desde la aprobación del procedimiento técnico para su implementación es razonable.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

Se considerará en la resolución que apruebe el PR-21, el mismo que entrará en vigencia a los seis meses de la publicación de su aprobación.

### **2.1.2.4. Comentario 4**

Por otro lado, KALLPA considera que el Procedimiento PR-21 y PR-22 debe entrar en vigencia una vez que todas las unidades generadoras obligadas a dar RPF estén adecuadas completamente a los nuevos requerimientos técnicos exigidos en el procedimiento y hayan sido probadas para tal fin, para eso, creen que se debe dar un plazo perentorio adecuado de 6 meses adicionales al requerido en su Comentario 3. El fundamento de esto se basa en que las unidades termoeléctricas, debido a que en su proceso de producción de energía está asociado el calor dentro de sus componentes, las continuas variaciones de la frecuencia conllevarían a que estas sufran un alto estrés térmico y mecánico lo que ocasionaría en ellas un daño prematuro en las componentes, los plazos para cada mantenimiento se acortarían (mayor indisponibilidad) y la disminución de la vida útil del equipo. En ese sentido, consideran que las unidades térmicas sólo deben realizar RPF cuando el Sistema



esté expuesto a las menores variaciones de frecuencia posible, es decir, cuando todos generadores obligados a dar este servicio, estén adecuados completamente al procedimiento.

### **Análisis del COES**

Respecto a la necesidad de contar con un plazo de adecuación al procedimiento ver numeral 2.1.2.3 del presente Informe. Con relación al desgaste que se producirían en las unidades de generación ver numeral 2.2.2.2.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## **2.1.2.5. Comentario 5**

Asimismo, KALLPA señala que el Sistema Eléctrico Peruano es un sistema pequeño (poca inercia), en donde variaciones de carga, como el de Aceros Arequipa o SiderPerú ocasionan variaciones grandes de frecuencia en perjuicio de la calidad de esta del SEIN, por lo que consideran que la demanda debe ser considerada para la remuneración de la reserva y se debe buscar los mecanismos para que sea incluida en este procedimiento. Para esto, KALLPA indica que la Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio complementario y debe corresponder enteramente su remuneración a los beneficiarios del mismo, es decir, a la demanda.

### **Análisis del COES**

Se considera que el pedido está fuera del alcance del proyecto de Procedimiento Técnico PR-21 ya que de acuerdo a la modificación de la NTCOTRSI este servicio es obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW con algunas excepciones.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## **2.1.2.6. Comentario 6**

Finalmente, KALLPA señala que, de acuerdo al actual Procedimiento Técnico COES PR-25, todas las unidades de generación están obligadas a contratar Transporte Firme al 100% de su capacidad, en este sentido, al realizar la regulación de frecuencia, las unidades térmicas no van a generar a su máxima capacidad, sino que van a estar limitadas, por tanto, consideramos que debe existir una compensación por la capacidad a firme no usada en cumplimiento de los Procedimientos.



### **Análisis del COES**

Se considera que este aspecto está fuera del alcance del proyecto de PR-21, ya que de acuerdo a la modificación de la NTCOTRSI este servicio es permanente y obligatorio por parte de todas las unidades de generación (con excepciones expresas). Resulta pertinente señalar que a diferencia del esquema vigente, donde una o algunas centrales realizan RPF y por lo tanto necesitan dejar una magnitud de potencia relativamente alta en relación a su potencia máxima para poder realizar RPF, con el nuevo esquema establecido por la NTCOTRSI dicha magnitud estará distribuida entre todas las unidades de generación, lo cual trae como consecuencia que la magnitud de potencia que se necesita dejar o reservar por cada unidad tenga un valor muy bajo. Por ejemplo: Para los niveles de reserva típicos que se vienen utilizando en el SEIN (alrededor de 2% de reserva para RPF) una unidad de 100 MW tendría que tener una reserva de únicamente 2 MW.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## **2.1.3. Comentarios Generales de DUKE ENERGY**

### **2.1.3.1. Comentario 1**

DUKE ENERGY considera que el plazo de 120 días calendarios, establecido en el artículo 3 de la propuesta de resolución, es un plazo muy ajustado y de difícil cumplimiento por parte de las empresas, las cuales cuentan con presupuestos anuales y la implementación de estas futuras exigencias, criterios y requerimientos técnicos para el cumplimiento de la RPF y RSF aún no han sido aprobadas. Adiciona que para el caso particular de sus empresas DUKE ENERGY y TERMOSELVA, estas se encuentran en la etapa de elaboración del Presupuesto para el año 2014; por lo que la implementación de lo establecido en la presente pre-publicación del procedimiento se podrá ejecutar el próximo año, por lo cual solicitan al OSINERGMIN tome en cuenta lo manifestado y amplíe el plazo para que las empresas puedan cumplir con lo establecido en el procedimiento propuesto.

### **Análisis del COES**

Ver comentario en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

### **Opinión de OSINERGMIN**

Ver análisis en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

### **Conclusión**

Ver conclusión en la sección 2.1.2.3 del presente informe.



---

## 2.2. Comentarios Específicos

### 2.2.1. Comentarios de ENERSUR

#### 2.2.1.1. Comentario 1

Respecto del Artículo 3, sugiere modificarlo, ampliando el plazo de entrada en vigencia del procedimiento a 180 días; de la siguiente manera:

“Artículo 3.- Los Procedimientos Técnicos aprobados en el Artículo 1 entrarán en vigencia a los 180 días calendarios de la publicación de la presente Resolución.”

Esto debido a que es un tiempo estimado para la realización de las configuraciones y pruebas requeridas de acuerdo con los nuevos parámetros establecidos, así como, la coordinación con el personal que provienen del exterior para realizar dichos trabajos.

#### **Análisis del COES**

Ver comentario en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

Ver análisis en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

#### **Conclusión**

Ver conclusión en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

#### 2.2.1.2. Comentario 2

Respecto al Numeral 5.1.1 señala que las implicancias técnicas y económicas que generan la determinación de la Reserva Rotante para la RPF y los ajustes de estatismos de los generadores, tienen impacto directo en los Generadores, por lo tanto, son de la opinión que el estudio técnico económico debe ser revisado y, de ser el caso, comentado, en una primera fase por las empresas de generación, y en una segunda fase, por OSINERGMIN (luego de haber incluido los comentarios de los generadores).

#### **Análisis del COES**

Se considera adecuada la observación, para lo cual se propone la siguiente redacción los numerales 5.1.1 y 5.1.2.:

“5.1.1 Proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de Reserva Rotante para la RPF requerida por el SEIN así como los ajustes de estatismos de las unidades generadoras, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo 1. La elaboración de este estudio puede considerar, sin carácter vinculante, observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN.

5.1.2 Asignar la magnitud de Reserva Rotante para la RPF, aprobada por OSINERGMIN, en los programas de mediano y corto plazo de la Operación del SEIN.”

#### **Opinión de OSINERGMIN**

La modificación del numeral 5.1.1 no se considera necesaria, ya que corresponde a una gestión interna del COES que los Agentes presenten sus observaciones y comentarios antes que se remita la propuesta final al OSINERGMIN.



Respecto a la modificación del numeral 5.1.2, si se considera pertinente, a fin de complementar lo indicado en el numeral 5.1.1.

### **Conclusión**

El numeral 5.1.2 quedará redactado de la siguiente manera:

“5.1.2 Asignar la magnitud de Reserva Rotante para la RPF, aprobada por OSINERGMIN, en los programas de mediano y corto plazo de la Operación del SEIN.”

### **2.2.1.3. Comentario 3**

Respecto al Numeral 7.1 textualmente señalan lo siguiente:

Este numeral dispone que los ajustes de los principales parámetros asociados a la RPF serán definidos por el COES y son de cumplimiento obligatorio.

Consideramos muy importante que se considere un tratamiento especial para las Centrales del tipo Ciclo Combinado y las turbinas a vapor.

De acuerdo a las consultas que hemos realizado a los fabricantes y especialistas, la participación de una Turbina a Vapor en la RPF es muy limitada en casos de sobre frecuencia (cerrando las válvulas de control ante variaciones de frecuencia) y nula en casos de sub frecuencia debido a la dependencia de la presión en el sistema de vapor que exista en ese momento, es decir, que un requerimiento de mayor carga trae como consecuencia un requerimiento de mayor volumen de vapor y esto ocasiona una caída de presión del sistema, por lo que las válvulas de las TV's tienen una limitación por control de presión, para evitar problemas de carry-over (arrastre de partículas de agua hacia la turbina que podrían dañarla).

Asimismo, de acuerdo a lo mencionado, la turbina a vapor de un Ciclo Combinado, no debería participar en la regulación primaria de frecuencia, por lo que para cumplir los requisitos establecidos como central, en el numeral 7 del PR para la RPF, se tendría que asignar la reserva de RPF sólo a las unidades TG's.

Sin embargo, al asignarles toda la reserva a las TG's, también se reflejaría en una disminución de generación en turbina a vapor, por lo que al final se obtendría una reserva mayor a la solicitada, y ocasionaría una operación ineficiente del Ciclo Combinado.

Es por ello que estas unidades TV no deberían estar sujetas a la evaluación del cumplimiento por RPF, o en todo caso debería existir una evaluación especial para este tipo de centrales, no penalizando el incumplimiento de la reserva asociada a la turbina a vapor o flexibilizando la evaluación del cumplimiento de la RPF para las unidades TV.

### **Análisis del COES**

Se considera que este aspecto está fuera del alcance de la propuesta de PR-21 debido a que, de acuerdo a la modificación de la NTCOTRSI este servicio es obligatorio y permanente por parte de todas las unidades de generación donde expresamente se establece qué unidades están excluidas de participar en este servicio. Resulta pertinente señalar que, a diferencia del esquema vigente, donde una o algunas centrales realizan RPF (y por lo tanto necesitan tener una magnitud de reserva rotante relativamente alta en relación a su potencia máxima para poder realizar RPF), con el nuevo esquema establecido por la NTCOTRSI dicha magnitud de reserva estará distribuida entre todas las unidades de generación, lo cual trae



como consecuencia que la magnitud de potencia que se necesita dejar por unidad es un valor muy bajo. Por ejemplo: Para los niveles de reserva típicos que se vienen utilizando en el SEIN (alrededor de 2% de reserva para RPF) una unidad de 100 MW tendría que tener una reserva de únicamente 2 MW.

En relación a la característica que tienen las unidades de ciclo combinado de regular frecuencia, en el documento “Combined-Cycle Modeling” textualmente señala lo siguiente:

*“Normal Operation*

*The normal operating range of a combined-cycle plant is typically 70% to 100% of rated output. In this range the plant usually has excellent control characteristics and should be able to provide spinning reserve or regulation service when natural gas is used as a fuel. (Subrayado nuestro)*

*Some combined-cycle owners report reduced flexibility when a combined-cycle plant is fired with a petroleum fuel. Such reduced flexibility can be reflected in a lower ramp rate. Some combined-cycle owners report that all load following capability is lost when a combination of natural gas and petroleum fuels are burned simultaneously.”*

De esta manera, el Operador Independiente de New York señala que los ciclos combinados son capaces de proveer reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, lo cual es coherente con diversa literatura técnica<sup>9,10,11</sup>

Por otro lado, desde el punto de vista práctico, a igual manera que en el Perú, en los procedimientos de operación de España, país que cuenta con muchos ciclos combinados, se establece que la regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados. En el caso de República Dominicana, país con una demanda aproximada de 2000 MW, una de las principales centrales que participa en la RPF es la de AES San Andrés (de ciclo combinado de 319 MW). Igualmente, en el Sistema Chileno Norte Grande (SING) de un poco más de 2000 MW de demanda y 99% térmico, los ciclos combinados también participan en la RPF.

Como se observa, en muchos lugares del mundo no es atípico que los ciclos combinados participen en la RPF por lo que no se encuentra mayores razones por las cuales se deba excluir a dichas centrales de este servicio.

Finalmente, en relación al comentario referido a las turbinas a vapor, cabe notar que estas unidades pueden incrementar su carga muy rápidamente en el transitorio inicial ante un déficit de generación; sin embargo, pasado un breve periodo de tiempo deben reducir su generación debido a que la inercia térmica que poseen sus calderos les impide corregir oportunamente el cambio de presión. En base a esta particularidad, se considera razonable establecer una exigencia diferenciada a estas unidades en cuanto al tiempo que deben sostener el incremento de potencia



- <sup>9</sup> Fast Cycling Capability for New Plants and Upgrade Opportunities. Siemens Power Generation (PG), Germany. 2005.
- <sup>10</sup> The Importance of Combined Cycle Generating Plants in Integrating Large Levels of Wind Power Generation. The Electricity Journal, Elsevier, 2010.
- <sup>11</sup> Dynamic Response Characteristics of Heavy Duty Gas Turbines and Combined Cycle Systems in Frequency Regulating Duty. William L Rowen, P.E. General Electric Company (USA) Schenectady, New York.

una vez ocurrida la perturbación, para lo cual se propone la siguiente redacción al ítem b) del numeral 7.2 del Procedimiento prepublicado.

“7.2.

...

- b) *A partir de los 30 segundos el aporte de reserva de RPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a las unidades turbovapor, incluyendo las que forman parte de un ciclo combinado.”*

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

El literal b) del numeral 7.2 del PR-21, quedará redactado de la siguiente manera:

- “b) *A partir de los 30 segundos el aporte de reserva de RPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a las unidades turbovapor, incluyendo las que forman parte de un ciclo combinado.”*

### **2.2.1.4. Comentario 4**

Respecto al inciso a) del numeral 7.1, ENERSUR sugiere modificar el mismo de la siguiente manera:

“a) *Todas las unidades generadoras están en la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad Estatismo (“Droop”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación, en caso contrario debe existir la debida justificación técnica que deberá sustentar el agente generador al COES.”*

Asimismo, sugiere aclarar la diferencia que existe entre Estatismo (“Droop”) y Estatismo Permanente.

También, añade que si bien se establece que el limitador debe estar sobre el 100%, consideran que dicha limitación debe flexibilizarse de tal modo que cuando no se pueda cumplir con este limitador al 100%, se le informe al COES acompañando una justificación técnica ya que lo señalado encuentra concordancia con el Sustento Técnico del COES (Numeral 5.4.1) informado con la carta COES/D-644-2012 (Anexo 2).

### **Análisis del COES**

Se considera que el texto adicionado es contrario a lo dispuesto por el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI, la cual establece que la RPF es un servicio obligatorio y permanente, estableciendo de manera explícita las excepciones. La parte del texto del numeral 5.4.1, del Informe de Sustento Técnico, donde se indica que en caso que una unidad de generación no pueda realizar RPF lo deberá sustentar técnicamente al COES, corresponde a un error material de dicho informe.

A fin de mostrar la diferencia entre “Estatismo” y “Estatismo Permanente”, en primer lugar se debe indicar que la interpretación de dichos términos debe ser realizado dentro del contexto en el cual se encuentran. En ese sentido, cuando se hace referencia a “Estatismo” se indica que las unidades generadoras están en la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad Estatismo



("Droop"), por lo cual se hace indica que los reguladores de velocidad deben operar en un determinado modo, dentro de los varios que pueden ser configurados. Por otro lado "Estatismo Permanente", tal como se conoce en la literatura técnica al estatismo en estado estacionario, se refiere al valor que debe tener este parámetro interno del regulador de velocidad.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

#### **2.2.1.5. Comentario 5**

Respecto del inciso b) del numeral 7.1, solicitan indicar la procedencia o el análisis realizado a fin de determinar el nuevo rango permitido de estatismo, de 4% a 5%. Ya que la versión anterior de la propuesta de procedimiento remitida al OSINERGMIN, mediante Carta N° COES/D-433-2011, consideró un rango de estatismo permanente de 3% a 7%.

Asimismo, consideran que el estatismo debe ser diferenciado entre unidades hidráulicas y unidades térmicas, dado que las inercias son diferentes y las unidades hidráulicas deberían tener una capacidad de respuesta más rápida.

Indican que, sin perjuicio de lo que señalado previamente, en el numeral 2.2.3 del Sustento Técnico Económico del procedimiento presentado con carta COES/D-644-2012 (Anexo 2), el COES indica que por experiencia de la industria eléctrica, el rango del estatismo debería estar en el rango del 3 al 6%, por lo que considera conveniente que se mantenga el rango que fue indicado en el Sustento Técnico Económico del COES, y como consecuencia de ello, modificar la banda del estatismo.

#### **Análisis del COES**

Respecto a esta observación, en primer lugar debemos recordar que la característica de estatismo es un modo de control en los reguladores de velocidad de los generadores, a fin de lograr una repartición proporcional en estado estacionario del incremento o decremento de generación frente a una variación de la frecuencia en un sistema de potencia. En ese sentido, el estatismo (permanente) no está relacionado ni con la inercia de la unidad ni con su rapidez de respuesta sino que es únicamente una característica del regulador de velocidad e indica el cambio relativo (expresado en porcentaje) de la frecuencia que se necesita para lograr un cambio del 100% en la potencia de la unidad generadora.

Dado el marco regulatorio establecido por la NTCOTRSI, donde todas las unidades participan en la RPF, lo más adecuado es que todas operen con el mismo estatismo de modo que todas incrementen o disminuyan generación en proporción a su reserva asignada. Hacerlo de otro modo sería dar un trato discriminatorio a diferentes centrales por el mismo servicio.

Finalmente, debemos señalar que el valor de 5% es un valor recomendado por la NERC.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.



## Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### 2.2.1.6. Comentario 6

Respecto al inciso c) del numeral 7.1, solicitan indicar la procedencia o el análisis realizado para determinar el valor máximo de la banda muerta (0.018 Hz). Ello, toda vez que en la versión anterior de la propuesta de procedimiento emitida al OSINERGMIN, mediante Carta COES/D-433-2011, se consideraba un valor de 0.03 Hz.

Agrega que el COES en su Sustento Técnico Económico del procedimiento presentado con carta COES/D-644-2012 (Anexo 2), en el numeral 2.2.5 indica que por experiencia de la industria eléctrica recomienda una banda muerta en el rango de 0.03 a 0.04 Hz, por lo que consideran que se debe establecer en el presente procedimiento también un rango de 0.03 a 0.04 Hz y no limitarlo a un valor fijo y menor que dicho rango. Caso contrario solicitan indicar el sustento real del porque se propone estos valores.

Asimismo indican que la base de los parámetros propuestos para la RPF son los aplicados en sistemas de otros países (según lo mencionado en el numeral 5.1 del Sustento Técnico Económico del COES), sin embargo los sistemas base como Colombia y Argentina la banda muerta es de 0.03 Hz y 0.05 Hz, respectivamente, por lo que consideran razonable solicitar una banda muerta mayor a la propuesta.

### Análisis del COES

A diferencia de lo actualmente vigente, el repartir la reserva para RPF en todas las unidades tiene la finalidad de reducir el aporte individual de potencia activa con lo cual la unidad de generación (al margen de su tecnología) se encontraría variando en rangos pequeños de potencia. Por ejemplo, para un margen de reserva de 90 MW para RPF (equivalente a aproximadamente 1,8% de la demanda) requerirá que una unidad de 100MW varíe como máximo 1,8 MW con el valor de frecuencia que agota el 100% la reserva para RPF.

Por otro lado, es necesario indicar que el tamaño del país no está necesariamente asociado al valor de bandas muertas elegidas, por ejemplo en Bolivia es mandatorio (Resolución AE N° 110/2011) tener una Banda Muerta = 0 mHz, todo ello producto de la recomendación de un estudio realizado por la empresa DigSilent.

Ejemplo de otros países o sistemas:

#### Insensibilidad total del controlador

UCTE	Bélgica	Alemania	Francia	España	PJM	Gran Bretaña
±10	±10	±10	±10	±10	±30	±15

Valores en mHz.

Por otro lado, existen dos tipos de bandas muertas en los sistemas de control de velocidad, la inherente y la intencional. La literatura técnica indica que la banda muerta inherente de muchos reguladores (mecánicos, electrónicos analógicos y digitales) es muy pequeña (menor a 0,005 Hz) y por lo tanto puede ser despreciada. Por otro lado, la banda muerta intencional comúnmente es usada para reducir la actividad de los reguladores, pero afecta el desempeño total de regulación de



frecuencia del sistema tal como se detalla en la revista Power Engineering donde se muestra los efectos de la reducción de la banda muerta de 0,036 Hz a una menor que fue implementada en ERCOT (The Electric Reliability Council of Texas).

Como puede observarse, el valor establecido es un requerimiento común en muchos otros países, debido a que el valor máximo permitido de  $\pm 0.036$  Hz que fue utilizado históricamente en la industria es un estándar en los reguladores de bolas (fly-ball) en turbinas a vapor en el pasado, reguladores que actualmente casi nadie lo utiliza, por su obsolescencia.

### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## 2.2.1.7. Comentario 7

Respecto al inciso a) del numeral 7.2, ENERSUR solicita indicar el sustento técnico de considerar 5 segundos como tiempo de respuesta de todos los generadores, sean hidroeléctricos o sean térmicos, ya que considera que se debe justificar por qué se consideró estos tiempos, toda vez que en la versión anterior de la propuesta de procedimiento emitida al OSINERGMIN, mediante Carta COES/D-433-2011, se consideró un tiempo de respuesta para la RPF de 10 segundos para la termoeléctricas, y de 20 segundos para las centrales hidroeléctricas.

### Análisis del COES

Al respecto, se consideró que la propuesta inicialmente remitida por el COES mediante Carta COES/D-433-2011 a OSINERGMIN podía ser interpretada de varias maneras en relación al momento en que debiera comenzar la respuesta de la central, lo cual no la hacía del todo concordante con la definición de "Regulación Primaria de Frecuencia" establecida por la NTCOTRSI<sup>12</sup>, la cual establece que la acción de los reguladores de velocidad es automática e inmediata, es decir debiera existir el menor tiempo posible entre la perturbación y el comienzo de la respuesta del generador. En ese sentido, la respuesta que se requeriría debería ser idéntica a la que se muestra en el siguiente cuadro:



<sup>12</sup> La Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE, publicada el 18 de agosto de 2011, la misma que estará vigente a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES "Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional", modificada la definición "Regulación Primaria de Frecuencia" en el siguiente sentido:

"Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del SEIN para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 segundos."

Table 3.19: Comparative of primary control reserves

<i>System</i>	<i>Reserve</i>	<i>Start</i>	<i>Full availability</i>	<i>End</i>
UCTE	Primary control reserve	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 15$ min
Belgium	<i>Réserve de puissance pour réglage primaire</i>	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 15$ min
France	<i>Réserve primaire</i>	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 15$ min
Germany	<i>Primärregelreserve</i>	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 15$ min
The Netherlands	<i>Primaire reserve</i>	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 15$ min
Spain	<i>Reserva primaria</i>	Immediate	$\leq 30$ s	As long as required
PJM	Dynamic reserve	Immediate	No recommendation	
California	(no name)	Immediate	No recommendation	
Great Britain	Primary response	Immediate	$\leq 10$ s	$\geq 30$ s
	Secondary response	Immediate	$\leq 30$ s	$\geq 30$ min

Fuente: A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services, Yann REBOURS, Daniel KIRSCHEN, The University of Manchester. 12/10/2005.

Sin embargo, en la nueva propuesta de procedimiento se incluyó un periodo de 5 segundos a partir del cual recién comienza a ser disponible el aporte por RPF a fin de garantizar un adecuado comportamiento de los reguladores de velocidad de las centrales hidroeléctricas, debido al efecto del estatismo transitorio que comúnmente implementan para evitar caídas bruscas de la presión del chorro de agua por aperturas abruptas de los inyectores.

### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### 2.2.1.8. Comentario 8

ENERSUR solicita especificar si en el caso previsto en el numeral 7.4, en el que se considere a toda la central como una sola unidad, si se deberá instalar un medidor adicional que pueda registrar la generación global de todas las unidades o si únicamente se deberá reportar la suma de los medidores de las unidades.

### Análisis del COES

En el último párrafo del numeral 7.4 se indica que cuando se dé el caso señalado por ENERSUR, el sistema de medición deberá reportar la potencia producida por el conjunto de unidades. Sin embargo, a fin de evitar una interpretación distinta, se sugiere la siguiente redacción a dicho numeral:



*“7.4. En caso que un Generador decida que todas las unidades generadoras de una central de generación de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad, deberá comunicar por escrito dicha decisión al COES indicando las unidades 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 cumpla con los requisitos establecidos** ~~debiendo el sistema de medición detallado en el numeral 7.3 y reportar la potencia neta producida por el conjunto de unidades generadoras.~~”*

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

El numeral 7.4 quedará redactado de la siguiente manera:

*“7.4. En caso que un Generador decida que todas las unidades generadoras de una central de generación de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad, deberá comunicar por escrito dicha decisión al COES indicando las unidades 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 cumpla con los requisitos en el numeral 7.3 y reportar la potencia neta producida por el conjunto de unidades generadoras.”*

#### **2.2.1.9. Comentario 9**

Respecto al numeral 11.2.2.1, ENERSUR sugiere que la variación de  $\pm 0.15$  Hz sea especificada sólo como una variable que sea determinada anualmente mediante un estudio técnico ya que este valor corresponde a la Banda Central para la RSF y según la definición en el PR-22 propuesto (de RSF), este valor (denominado Delta) será determinado anualmente por el COES mediante un Estudio Técnico.

#### **Análisis del COES**

El valor de  $\pm 0.15$  Hz considerado en el numeral 11.2.2.1 es utilizado para garantizar que, durante la operación, las unidades de generación se encuentran dentro de una banda de frecuencia estable que no ha agotado su margen para RPF. Este valor no tiene relación alguna con la Banda Central que se define en el PR-22.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

#### **2.2.1.10. Comentario 10**

Respecto al numeral 11.2.3, ENERSUR indica que se debe especificar cómo será el análisis en el caso que se produzcan fallas en líneas de transmisión y se produzcan sistemas aislados ya que consideran que es necesario precisar el caso que se produzcan fallas en las líneas de transmisión y se produzcan sistemas



aislados en los cuales en un subsistema se produzca una sub frecuencia y en el otro se produzca una sobre frecuencia.

También solicita que se debe considerar que la reserva prácticamente va estar concentrada en el área centro, por lo que debería haber un tratamiento especial ante desconexiones de líneas que ocasionen sistemas aislados, como por ejemplo la desconexión de la línea Mantaro – Socabaya.

### **Análisis del COES**

En caso que se produzcan fallas en líneas de transmisión que provoquen déficit de generación, el análisis no cambia respecto de lo establecido en el numeral 11.2.3.

En relación al comentario que la reserva va a estar prácticamente concentrada en el área centro, ello no es correcto ya que la reserva para RPF va a estar uniformemente distribuida en todas las unidades de generación mayores a 10MW del SEIN.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## **2.2.1.11.Comentario 11**

Respecto del numeral 11.4, ENERSUR sugiere precisar la procedencia o el análisis realizado para determinar dicha penalización de 1/15 del monto total por concepto de RSF que le corresponde a dicha unidad de generación.

Asimismo, indican que en base a su observación 3, las unidades de generación del tipo turbo-vapor, se encuentran limitadas para realizar la RPF y por lo tanto, este tipo de unidades no deberían estar sujetas a una penalización por incumplimiento de los parámetros exigidos por el COES.

Asimismo, sugiere aclarar en dicho numeral desde cuándo empezarían a aplicar las penalidades por el no aporte a la RPF ya que ellos entienden que se debería considerar que cuando la primera unidad ya entre al nuevo esquema de RPF, las otras deberían ser penalizadas.

### **Análisis del COES**

En el esquema establecido por la NTCOTRSI, cuando una unidad no aporta la reserva para RPF asignada son las restantes las que cubren dicho faltante. Durante una perturbación, la menor reserva disponible provocará un mayor error en la frecuencia en estado estacionario siendo finalmente la reserva para RSF la que absorba la magnitud de reserva faltante. En base a lo previamente expuesto se propuso que cuando una unidad de generación no realice RPF, compense el mayor uso que finalmente se dio de la RSF.

En relación a la exclusión de ciertas unidades del servicio de RPF, ver los comentarios en los numerales 2.1.2.5 y 2.2.1.3 del presente informe.

Finalmente, en relación al comienzo de la vigencia del procedimiento, ver el comentario en el numeral 2.1.2.3 del presente informe.



**Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

**Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

**2.2.1.12.Comentario 12**

ENERSUR considera que es necesario que se incluya una disposición transitoria donde se especifique detalladamente cómo será el mecanismo de implementación de la RPF y se debe establecer un cronograma de adecuación a la RPF de las unidades generadoras. Agrega que la implementación de lo establecido en la propuesta del PR-21, debe ser de manera progresiva, ya que modificar los parámetros de banda muerta y estatismo de las unidades de generación de acuerdo a lo propuesto por el COES, que actualmente la mayoría de los generadores no lo cumplen, pueden significar riesgos de disparo de la máquina, sobre todo si es que la frecuencia oscila tal como lo hace actualmente.

**Análisis del COES**

Ver comentario en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

**Opinión de OSINERGMIN**

Ver análisis en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

**Conclusión**

Ver conclusión en la sección 2.1.2.3 del presente informe.

**2.2.1.13.Comentario 13**

ENERSUR indica que en la propuesta de procedimiento no se explica cómo se asumirá el costo de la capacidad de transporte de gas natural a firme no utilizado por proveer reserva para la RPF. Agrega que se debe aclarar si solo se va a considerar a las unidades tengan capacidad de transporte de gas a firme hasta la potencia limitada por RPF, y si la reserva podrá ser cubierta por capacidad de transporte de gas interrumpible.

Asimismo, indica que se debe especificar cómo se regulará lo antes indicado, ya que el contar con capacidad de transporte a firme, no utilizado como consecuencia de proveer reserva para la RPF, afectaría sólo a algunos generadores, considerando la aplicación del literal d) del numeral 5.1.4 del Procedimiento Técnico COES PR-25 "Factores de Disponibilidad de las Unidades de Generación".

**Análisis del COES**

En relación a la primera parte del comentario, se considera que dicho tema no es de competencia del proyecto de PR-21 publicado (ver sección 2.1.2.6 del presente informe) ya que los regímenes de contratación de combustible son parte de la estrategia comercial de cada empresa unido al hecho que, de acuerdo a la normativa vigente, el régimen de operación de una unidad es consecuencia del despacho económico, no existiendo, por tanto, la certeza que operarán de manera permanentemente a plena carga.

Respecto a la segunda parte del comentario, la provisión obligatoria del servicio de RPF no tiene relación alguna con la obligación establecida en el literal d) del



numeral 5.1.4 del Procedimiento Técnico COES PR-25 “Factores de Indisponibilidad de las Unidades de Generación”.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### **2.2.1.14.Comentario 14**

ENERSUR señala que, en concordancia con su Comentario 3 precedente, se debe tener en cuenta que al asignar RPF a las Centrales de Ciclo Combinado, esta será asumida por sus TG's, lo que llevaría a tener una menor potencia en sus TV's, consecuentemente se estará yendo en contra del despacho eficiente, debido a que unidades más caras asumirán la potencia dejada de producir por las TV's; además de ocasionar una disminución en la reserva del SEIN.

En tal sentido, sugiere plantear estas alternativas para la asignación de RPF a las Centrales de Ciclo Combinado:

- No considerar la potencia de las TVs de Ciclos Combinados en la distribución de la potencia de reserva para que ésta pueda ser menor en las Centrales de Ciclos Combinados en relación a una Central Hidráulica o en una Térmica convencional. Por ejemplo, en C.T. Chilca 1 la potencia base para RPF debería ser 540 MW en lugar de 811 MW.
- Se podría considerar como parte de la reserva para la RPF a la potencia perdida por la TV como consecuencia de que las TG's provean reserva. Para ello, considerando que la TV tiene un tiempo de respuesta más lento que el requerido por la propuesta del PR-21, se debería flexibilizar la evaluación de su cumplimiento.

En ese sentido, señala que el COES debería dar un mayor plazo para tratar de incorporar a las TV's en el esquema de RPF y podría contratar una empresa consultora externa que analice la situación de los Ciclos Combinados, realice pruebas y determine la factibilidad técnica.

#### **Análisis del COES**

Respecto a la posibilidad de exonerar unidades de servicio de RPF, ver comentarios en el numeral 2.2.1.3.

En relación al plazo para la entrada en vigencia del proyecto, ver el numeral 2.1.2.3 del presente informe.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con la respuesta del COES. Se debe considerar los comentarios de los numerales 2.2.1.3 y 2.1.2.3 del presente informe.



## Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido a la presente observación.

### 2.2.1.15.Comentario 15

ENERSUR señala que no se indica cómo se considerará a las unidades que no cumplen con los requisitos para la RPF en forma permanente (problemas técnicos) y recomienda que en estos casos se dé la opción de poder suplir dicha reserva con otra unidad de su propiedad o, de ser el caso, comprar reserva para RPF de otros agentes dado que actualmente existen unidades de generación en el SEIN, que no cumplen con los requisitos solicitados para la RPF, ya sea por cuestiones técnicas (antigüedad, diseño, etc.) o por la inversión considerable que se tendría que hacer para poder cumplir con los requisitos.

#### Análisis del COES

Esta posibilidad está considerada en el numeral 7.4 del proyecto de procedimiento pero únicamente para unidades de una misma central debido a las complejidades que pueden surgir en evaluar el aporte de un generador, con una ubicación geográficamente distante, que reemplaza al que no puede realizar RPF. Alternativamente, existen equipos electrónicos basados en baterías o flywheels que pueden, sin ninguna dificultad, realizar el aporte de RPF asignado a una unidad o central de generación tal como se ha aplicado<sup>13</sup> al sistema Norte Grande en Chile.

#### Análisis del OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

## Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido a la presente observación.

## 2.2.2. Comentarios de KALLPA

### 2.2.2.1. Comentario 1

En relación con el numeral 5.1.1 del proyecto de procedimiento, KALLPA indica que, de acuerdo al numeral 6.2.1 de la actual Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTCOTRSI), considera que OSINERGMIN solo tiene la facultad de aprobar la magnitud de la RPF, más no el ajuste de los estatismos de las unidades térmicas, por lo que este numeral 5.1.1 debe ser cambiado y/o adecuado en cumplimiento de la NTCOTRSI. Así mismo, considera que con el fin de enriquecer al estudio en mención, este debe ser realizado en conjunto con las empresas generadoras ya que estas son las que finalmente van a dar ese servicio.



<sup>13</sup> MELENDEZ, Joaquín. Conversión de una Central Térmica Convencional en CT Híbrida; Joaquín Meléndez Cabañas, AES GENER (Chile), XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, realizado del 24 al 28 de mayo de 2009.

### **Análisis del COES**

En relación a la parte del comentario donde se cuestiona la competencia de OSINERGMIN con relación a los ajustes de los estatismos, no corresponde al COES pronunciarse sobre este punto.

Respecto a la posibilidad que los generadores participen con sus comentarios y observaciones en la fase de elaboración del estudio anual, ver comentarios en la sección 2.2.1.2 del presente informe.

### **Opinión de OSINERGMIN**

En el literal c) del numeral 5.3 del Capítulo 5 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20), se establece que el COES fijará el ajuste de estatismo de cada grupo o unidad de generación de los Integrantes. En tal sentido corresponde modificar el numeral 5.1.1 y el literal b) del numeral 7.1 del PR- 21.

Respecto a la posibilidad que los generadores participen con sus comentarios y observaciones en la fase de elaboración del estudio anual, ver análisis en el numeral 2.2.1.2 del presente informe.

### **Conclusión**

El numeral 5.1.1 y el literal b) del numeral 7.1 del PR-21 quedarán redactados de la siguiente manera:

5.1.1 Proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de Reserva Rotante para la RPF requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo 1.

7.1

(...)

- b) Estatismo permanente, deberá ser ajustable dentro de la banda del 4 al 5%. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las unidades generadoras del SEIN, antes de que entre en vigencia la magnitud de Reserva Rotante para la RPF que apruebe el OSINERGMIN, teniendo en cuenta los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI.

Respecto a la posibilidad que los generadores participen con sus comentarios y observaciones en la fase de elaboración del estudio anual, ver conclusión en la sección 2.2.1.2 del presente informe.

### **2.2.2.2. Comentario 2**

Respecto al ítem b) del numeral 7.1, KALLPA indica que el PR-21 debe considerar las diferentes formas que existen de generación de energía en la elección del Estatismo para la RPF y que las unidades hidráulicas deben tener un tratamiento diferenciado respecto de las térmicas ya que en esta propuesta se le está dando el mismo tratamiento. Agrega que la RPF debe realizarla en primera instancia por las unidades hidráulicas, las cuales por su naturaleza, tienen una respuesta adecuada ante variaciones sustanciales de frecuencia y que las unidades térmicas sólo deberían realizar RPF mientras no sea amenazada su vida útil y su disponibilidad, evitando poner en riesgo su operación de acuerdo a sus manuales y a su diseño constructivo.



### Análisis del COES

Respecto a la habilidad que tienen las unidades térmicas de participar en el servicio de RPF, ver respuestas a comentarios de los numerales 2.2.1.3 y 2.2.1.4 del presente informe.

En relación a la parte del comentario que señala el posible mayor desgaste que se ocasionaría a las unidades térmicas amenazando su vida útil y disponibilidad cuando se produzcan variaciones sustanciales de frecuencia estando ellas participando en el servicio de RPF es necesario señalar lo siguiente:

- Como es sabido, el estatismo equivalente cuando todas las unidades de generación participan en la RPF es mucho menor al que puede resultar cuando solo unas pocas unidades realizan este servicio. Esta característica junto al hecho que todas las unidades estarían aportando (así sea un margen muy pequeño) reserva para RPF va a ocasionar que las desviaciones de frecuencia se reduzcan significativamente<sup>14</sup> en el SEIN contrariamente a lo que señala KALLPA, motivo por el cual en muchos sistemas eléctricos el servicio de RPF es obligatorio indistintamente de su tamaño (por ejemplo Bolivia, Colombia, Ecuador, El Salvador, España, PJM<sup>15</sup>, Inglaterra, etc.).
- Los reguladores de velocidad de las unidades de generación (especialmente las hidráulicas) incorporan el llamado “estatismo transitorio” cuya finalidad es justamente evitar cambios bruscos en la señal de control de velocidad ocasionados por variaciones bruscas en la frecuencia, de modo tal que la unidad posea una respuesta controlada al inicio de la perturbación evitando fluctuaciones bruscas en su potencia de salida debido a una acción del regulador de velocidad (existe abundante literatura técnica al respecto).

En base a lo comentado, se considera que el esquema propuesto por KALLPA carece de fundamento técnico.

### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con la respuesta del COES.

### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### 2.2.2.3. Comentario 3

Respecto al ítem c) del numeral 7.1, KALLPA señala que con una banda muerta tan pequeña (+/- 0.018 Hz), la unidad casi nunca estará siguiendo una carga fija de referencia, sino que estaría oscilando a merced de la frecuencia en la red, y teniendo en cuenta la inestabilidad de la frecuencia del SEIN (por la caídas y subidas de carga de Aceros Arequipa por ejemplo), esto conllevaría a aumentar las posibilidades de disparo de las unidades por las altas variaciones dinámicas y



<sup>14</sup> Las desviaciones máximas de frecuencia que agoten el 100% de la RPF pueden ser fácilmente calculadas en función al estatismo equivalente de todas las unidades de generación.

<sup>15</sup> PJM Interconnection es una organización regional de transmisión (RTO) que coordina el mercado mayorista eléctrico en todo o parte de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia, sistema que atiende a más de 60 millones de usuarios y una capacidad instalada de alrededor de 167 GW.

térmicas en la combustión, por la discrepancia en las posiciones de las válvulas de combustible, posibles vibraciones que esto puede ocasionar, etc.

Para esto, sugiere que el COES coloque una banda muerta mucho más holgada, elegida técnicamente y en cualquier caso no poner al mismo nivel a hidráulicos y térmicos ya que los hidráulicos son los primeros que tienen que empezar a actuar ante eventos en la red y se les debe exigir una banda muerta mucho más estricta que a los térmicos.

Añade que, a modo de comparación, en Chile se tiene una banda muerta del +- 25 mHz, en Colombia +- 30 mHz. Ambos sistemas son mucho más grandes (casi el doble) y con mayor inercia que el Sistema Peruano, por lo que las variaciones de frecuencia se amortiguan en forma más eficiente. Aun así, la banda muerta de estos países es mayor que el +-18 mHz de esta propuesta, sugiriendo que se tome en cuenta el tamaño del sistema para elegir adecuadamente este valor, sin afectar la integridad de las unidades generadoras y considerando las variaciones de carga instantáneas que puede haber en el sistema.

### **Análisis del COES**

Ver comentarios en la sección 2.2.1.6.

### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## **2.2.2.4. Comentario 4**

Respecto al numeral 7.2, KALLPA indica que ningún ciclo combinado puede cumplir lo solicitado en este ítem, en particular el ciclo combinado de la C.T. Kallpa no lo puede hacer señalando lo siguiente:

*No es posible que la TV aporte de inmediato los MW necesarios en el tiempo indicado (30 seg), ya que en caso de una baja frecuencia y al tener sus válvulas de entrada de vapor completamente abiertas (operación normal), se convierte en una máquina esclava a la espera que los calderos Recuperadores de Calor (HRSG por sus siglas en inglés) le envíen más vapor, para lo cual las TG's han debido subir generación momentos previos. Este proceso no es inmediato ya que depende de la velocidad de transferencia de calor dentro del HRSG lo cual demora varios minutos en conseguirse. En el Ciclo Combinado de Kallpa, se ha verificado que cuando se sube la generación de la TG1, la TV solo sube 2.38 minutos después aproximadamente, esto es debido a que el flujo de vapor (HP, LP y HRC) solo se incrementa después de 1.63 minutos de haber subido generación la TG1 aproximadamente. Por lo tanto, en condiciones de Regulación Primaria de Frecuencia, en donde los tiempos son más cortos, los ciclos combinados no cumplirían con lo solicitado.*

KALLPA finaliza indicando que por lo explicado, a estas unidades en ciclo combinado no se les puede exigir la RPF en el tiempo indicado y se solicita ampliar los tiempos de respuesta a valores elegidos con criterios técnicos y acorde a la realidad de esta tecnología.



**Análisis del COES**

Ver comentarios en la sección 2.2.1.3 del presente informe.

**Opinión de OSINERGMIN**

Ver análisis de la sección 2.2.1.3 del presente informe.

**Conclusión**

Ver conclusión de la sección 2.2.1.3 del presente informe.

**2.2.2.5. Comentario 5**

KALLPA indica que, respecto al numeral 10.1 se debe aclarar que los mantenimientos de las unidades de generación deben eximirse de la obligación de realizar RPF, tal como está escrito, los mantenimientos correctivos que imposibiliten a las unidades a generar, podrían ser objetos de penalización aplicando el numeral 11.4 de la propuesta de procedimiento.

**Análisis del COES**

Se considera que dicha aclaración no es necesaria, ya que la RPF debe ser brindada por unidades que están sincronizadas al SEIN.

**Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

**Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

**2.2.2.6. Comentario 6**

Respecto numeral 11.4, KALLPA señala que es arbitrario y sin sustento que una unidad de generación deba aportar dinero en caso de incumplimiento por realizar RPF. Sugiere que ese factor (1/15) sea eliminado ya que ni el OSINERGMIN ni el COES están facultados a crear cargos adicionales en las generadoras, atentando contra su patrimonio sin justificación alguna. Añade que, como ya explicó anteriormente, las unidades térmicas y en particular, los ciclos combinados, técnicamente están imposibilitados de cumplir los parámetros de esta propuesta de procedimiento, por lo que siempre estarían penalizados económicamente.

**Análisis del COES**

Respecto al factor (1/15), ver los comentarios en el numeral 2.2.1.11.

En relación a la facultad de crear cargos, se considera que OSINERGMIN está facultado para establecer la forma y el monto de la sanción por el incumplimiento de una norma por parte de un agente.

Finalmente, en relación a la capacidad de los ciclos combinados de realizar RPF, ver numeral 2.2.1.7 del presente informe.

**Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

**Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

## 2.2.3. Comentarios de DUKE ENERGY

### 2.2.3.1. Comentario 1

DUKE ENERGY manifiesta que, la obligación de regular frecuencia, de acuerdo con la NTCOTRSI y la propuesta de PR-21, repercuten en el mayor desgaste de elementos mecánicos como los inyectores, para el caso de centrales hidráulicas, y de la cámara de combustión, para el caso de centrales térmicas, entre otros; lo cual incrementaría los costos de mantenimiento e indisponibilidades programadas. Ante esto, sugiere al OSINERGMIN y COES evalúen la forma de mitigar o reducir el gasto de mantenimiento que representa la RPF para la máquina; por ejemplo se pueden incrementar los valores referenciales máximos de indisponibilidad programada mensual y anual establecida en el Procedimiento Técnico COES PR-25 y las futuras tolerancias que establezca el OSINERGMIN en cumplimiento del Procedimiento 304.

#### Análisis del COES

Se considera que los aspectos señalados están fuera del alcance del presente procedimiento. Por otro lado, en la actualidad los Generadores que no realizan RPF vienen pagando el servicio a aquellas que lo realizan por ellos, motivo por el cual dichos gastos ya vienen siendo considerados por las empresas.

#### Opinión de OSINERGMIN

Los aspectos planteados en el comentario están fuera del alcance del presente procedimiento.

#### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### 2.2.3.2. Comentario 2

Respecto al numeral 5.2.5, DUKE ENERGY indica que no está bien definido quien se hace responsable por los ajustes propuestos ya que el numeral 5.1.1 se indica que el COES es quien propone al OSINERGMIN un estudio conforme el Anexo 1 y en el numeral 7.1 ítem b) se indica al OSINERGMIN como responsable de fijar los ajustes.

Sobre el particular, señala que en caso de transgresiones a la NTCSE consecuencia de un mal desempeño de la regulación primaria o secundaria derivada de ajustes mal propuestos, deberá definirse un responsable (COES u OSINERGMIN). En caso que sea el responsable el OSINERGMIN, no correspondería compensaciones económicas por transgresiones a la NTCSE ya que no se considera como agente del SEIN. Finaliza indicando que el COES si se considera como agente del SEIN.

#### Análisis del COES

Se entiende que son los Generadores los responsables de implementar y cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el proyecto de procedimiento relacionado a la RPF. Mientras sus unidades de generación cumplan con estos



requisitos mínimos, no pueden ser asignados como responsables por una mala regulación de frecuencia.

### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### 2.2.3.3. Comentario 3

DUKE ENERGY sugiere modificar el texto del numeral 5.1.8 de la siguiente manera:

*“Realizar la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF en forma diaria. Si alguna unidad no cumpla satisfactoriamente, debe ser informado al integrante del sistema propietario inmediatamente para que se programen y realicen las correcciones necesarias.”*

### Análisis del COES

Se considera adecuada la sugerencia, para lo cual se propone la siguiente redacción:

*“5.1.8 Realizar la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF en forma diaria. Cuando se detecte que una unidad no cumple satisfactoriamente, se informará inmediatamente al integrante propietario para que programe y realice las correcciones necesarias.”*

### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

### Conclusión

El numeral 5.1.8 del Pr-21 quedará redactado de la siguiente manera:

*“5.1.8 Realizar la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF en forma diaria. Cuando se detecte que una unidad no cumple satisfactoriamente, se informará inmediatamente al integrante propietario para que programe y realice las correcciones necesarias.”*

### 2.2.3.4. Comentario 4

Respecto al numeral 7.3, DUKE ENERGY considera que el COES cuenta con la información solicitada en este numeral con una calidad establecida en la Norma Técnica de Intercambio de Información en Tiempo Real (NTIITR). Añade que, el COES cuenta con un sistema de almacenamiento histórico de la información proveniente de su sistema Scada lo cual le permite realizar la evaluación del control del desempeño del servicio del RPF y RSF. Por lo tanto, sugiere eliminar el numeral 7.3 del Procedimiento y, en concordancia esta observación, se debería eliminar el numeral 11.3.

### Análisis del COES

Respecto a este punto, es pertinente indicar que la frecuencia de envío y precisión de las señales recibidas en aplicación de la NTIITR son muy inferiores a la que



requiere para el control del servicio de RPF. Por ejemplo, para supervisar el servicio de RPF es necesario tener una medida sincronizada de la frecuencia del sistema y la potencia generada de la unidad con una resolución menor o igual a 1 segundo a fin de capturar el comportamiento dinámico de ambas variables, lo cual no es posible de realizar con los datos provenientes de un SCADA.

En función a lo previamente expuesto, se considera que no se debe de eliminar el numeral 11.3.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### **2.2.3.5. Comentario 5**

Respecto al numeral 9.1, DUKE ENERGY solicita confirmar si el porcentaje de reserva primaria (%RPrimaria) está sobre la base de la potencia efectiva.

#### **Análisis del COES**

Tal como se indica en el numeral 2.6 del Anexo N° 1 del proyecto de procedimiento, la reserva está expresada como un porcentaje de la demanda y por ende como un porcentaje de la máxima generación que la unidad puede dar en ese momento para el despacho.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

De acuerdo con el análisis del COES.

#### **Conclusión**

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.

### **2.2.3.6. Comentario 6**

En relación al numeral 11.2.2, DUKE ENERGY indica que el mismo establece una banda de operación de 0.15 Hz, por lo cual solicita se haga referencia de la norma técnica internacional que sustenta este valor. Añade que esta banda se debe incrementar e ir reduciendo en el tiempo, mientras las máquinas que no cuentan con RPF se adecua con este nuevo modo de operación.

#### **Análisis del COES**

Ver análisis desarrollado en la sección 2.2.1.9 del presente informe técnico.

#### **Opinión de OSINERGMIN**

Ver análisis en la sección 2.2.1.9 del presente informe.

#### **Conclusión**

Ver conclusión en la sección 2.2.1.9 del presente informe.



### 2.2.3.7. Comentario 7

Respecto al numeral 1.2 del Anexo 1, DUKE ENERGY indica que se debe precisar que la asignación de RPF debe responder a cambios intempestivos de demanda y/o generación que produzcan déficit de generación; esto con la finalidad de hacerlo coherente y concordante con el numeral 7.2 del procedimiento, el cual establece una respuesta de RPF solo para eventos de disminución de frecuencia.

#### Análisis del COES

Se considera adecuado el comentario para lo cual se propone el siguiente texto:

*“1.2. La reserva destinada a la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación **que produzcan déficit de generación.**”*

#### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

#### Conclusión

El numeral 1.2 del Anexo 1 del PR-21 quedará redactado de la siguiente forma:

*“1.2. La reserva destinada a la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación”.*

### 2.2.3.8. Comentario 8

DUKE ENERGY indica que la metodología establecida en el Anexo 1 está encaminada a calcular un valor de reserva asignada para RPF para el sistema; sin embargo, no se especifica de qué manera estará asignada esta reserva entre las unidades de generación (si el porcentaje calculado de reserva para RPF es la misma para todas las unidades o existen diferentes porcentajes para cada máquina) ni como estará distribuida en el SEIN. Asimismo, agrega que la metodología deberá considerar la estacionalidad para determinar la asignación de reserva de cada unidad así como también las limitaciones señaladas en la Ficha Técnica como la velocidad de toma de carga, entre otros.

#### Análisis del COES

Tal como se indica en el numeral 9.1, la reserva a programar en todas las unidades de generación será un porcentaje de la máxima generación que la unidad puede dar en ese momento para el despacho, lo cual significa que la misma está repartida de manera proporcional a la potencia generada de las unidades de generación despachadas en cada instante.

#### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

#### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.



### 2.2.3.9. Comentario 9

DUKE ENERGY solicita especificar el costo de energía no suministrada que se utilizará para el análisis señalado en su Comentario 8.

#### Análisis del COES

En el numeral 3.6 del Anexo N° 1 del proyecto de procedimiento se señala que el costo de la energía no suministrada a utilizar será el utilizado en el Plan de Transmisión vigente.

#### Opinión de OSINERGMIN

De acuerdo con el análisis del COES.

#### Conclusión

No se requiere efectuar modificaciones a la propuesta del PR-21 debido al presente comentario.



### 3. Conclusiones

Después de haberse realizado las observaciones a la PROPUESTA presentada por el COES, se considera que dicho Comité ha subsanado completamente las mismas, incluyendo las observaciones presentadas por los interesados a la Publicación del Proyecto de Procedimiento Técnico, por lo que se recomienda proceder a la aprobación de la PROPUESTA de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento COES y en la GUÍA, considerando lo siguiente:

- 1) Considerando la evaluación efectuada por el OSINERGMIN, que se aprecia en el numeral 2 del presente informe, se han efectuado ajustes al proyecto del PR-21 La versión propuesta a aprobar del referido procedimiento, considerando los ajustes en mención, se presenta como el numeral 4 del presente informe.
- 2) De acuerdo al análisis del COES, expresado a través la carta COES/D-357-2013, se considera conveniente establecer que el PR-21 entre en vigencia a los seis meses de la publicación de su aprobación.
- 3) Se recomienda que el COES realice los estudios pertinentes para el adecuado funcionamiento del PR-21.
- 4) Asimismo, se recomienda considerar que hasta antes de la entrada en vigencia del PR-21, los Agentes del SEIN deberán adecuar sus instalaciones de acuerdo a las sugerencias del COES.
- 5) Deberá derogarse el Procedimiento Técnico COES PR-22 “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional”, en lo concerniente a regulación Primaria de Frecuencia, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME.



## 4. Procedimiento Técnico

El presente capítulo muestra la versión final del PR-21, incluyendo los cambios producidos al proyecto de PR-21, a consecuencia de los comentarios y/o sugerencias realizados por los agentes.



COES-SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR – 21
<b>RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA</b>		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° xxx-2013-OS/CD del XX de XXX de 2013.		

## 1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y control de 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. Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2. Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.3. Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.5. Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.6. Resolución Directoral N°014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

## 3. PRODUCTOS

- 3.1. Informe anual que determine la magnitud de Reserva Rotante para la RPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 3.2. Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las unidades generadoras.

## 4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

4.1. Para la aplicación del presente Procedimiento Técnico, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

- 4.1.1. ENS: Energía No Suministrada.
- 4.1.2. GPS: Equipo de medición del tiempo con referencia satelital.
- 4.1.3. Estado de Emergencia: De acuerdo a la definición 13 de la NTCOTR.

4.2. Las otras abreviaturas y definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES aprobado



mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, así como en la normativa citada en la Base Legal de este Procedimiento.

## 5. RESPONSABILIDADES

### 5.1 Del COES:

- 5.1.1 Proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de Reserva Rotante para la RPF requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo 1.
- 5.1.2 Asignar la magnitud de Reserva Rotante para la RPF aprobada por el OSINERGMIN en los programas de mediano y corto plazo de la Operación del SEIN.
- 5.1.3 Emitir un informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las unidades generadoras a los Integrantes y al OSINERGMIN.
- 5.1.4 Mantener actualizadas las estadísticas de Salidas Forzadas de la unidades generadoras y de las instalaciones de transmisión del SEIN de los últimos treinta y seis (36) meses de acuerdo al Anexo 1, considerando las Salidas Forzadas para las 24 horas del día y evaluando la duración de las mismas desde que la unidad sale de servicio, hasta que es declarada disponible.
- 5.1.5 Impartir en tiempo real las instrucciones operativas necesarias para mantener la reserva rotante asignada para RPF.
- 5.1.6 Mantener el registro histórico de las variables asociadas a la RPF establecidas en el presente procedimiento.
- 5.1.7 Definir los requisitos técnicos mínimos de los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para el seguimiento de la prestación del servicio de RPF.
- 5.1.8 Realizar la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF en forma diaria. Cuando se detecte que una unidad no cumple satisfactoriamente, se informará inmediatamente al integrante propietario para que programe y realice las correcciones necesarias

### 5.2 De los Integrantes del COES:

- 5.2.1 Aportar de manera obligatoria y permanentemente la magnitud de Reserva Rotante para la RPF en el porcentaje o magnitud asignado por el COES para sus Unidades de generación.
- 5.2.2 Contar, mantener y calibrar los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para permitir el seguimiento del desempeño de la RPF de acuerdo al numeral 7.3 del presente Procedimiento Técnico.
- 5.2.3 Mantener actualizados los datos técnicos de las unidades generadoras del SEIN, establecidos en el presente Procedimiento Técnico.
- 5.2.4 Mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad establecidos en el presente Procedimiento. Caso contrario, será considerado como un incumplimiento al presente procedimiento y se informará al OSINERGMIN.
- 5.2.5 Comunicar al COES toda variación en sus instalaciones que afecte el servicio de RPF.



5.2.6 Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia establecidas en el numeral 7.3 del presente Procedimiento Técnico de acuerdo a los formatos y medios que establezca el COES.

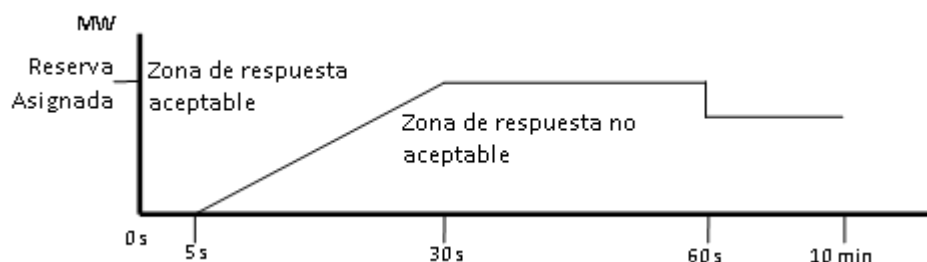
## 6. CRITERIOS REFERIDOS A LA RPF

- 6.1. Cuando se formen temporalmente áreas aisladas del SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES programará y/o designará nuevos porcentajes de Reserva Rotante para la RPF a las unidades generadoras en cada área aislada.
- 6.2. La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con Recursos Energéticos Renovables cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

## 7. REQUISITOS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS GENERADORES PARA LA RPF

- 7.1. Los ajustes de los siguientes parámetros asociados a la RPF son de cumplimiento obligatorio:
  - a) Todas las unidades generadoras están en la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad Estatismo (“*Droop*”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación.
  - b) Estatismo permanente, deberá ser ajustable dentro de la banda del 4 al 5%. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las unidades generadoras del SEIN, antes de que entre en vigencia la magnitud de Reserva Rotante para la RPF que apruebe el OSINERGMIN, teniendo en cuenta los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI.
  - c) Banda muerta, deberá ser ajustada en una banda inferior al 0,03% ( $\pm 0,018$  Hz) de la frecuencia de referencia.
- 7.2. La respuesta de las Unidades de generación 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 reserva para RPF del SEIN, la potencia asignada a una unidad generadora para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos después de ocurrido dicho Evento. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales luego de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.
  - b) A partir de los 30 segundos el aporte de reserva de RPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a las unidades turbovapor, incluyendo las que forman parte de un ciclo combinado.
  - c) La siguiente figura resume el cumplimiento de los ítems a) y b) previos.





7.3. Cada unidad de generación deberá disponer de un sistema de medición que registre continuamente la frecuencia y potencia en bornes de la unidad generadora con 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 0,01 Hz para la frecuencia. Tal información deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta (30) días. La sincronización del tiempo, deberá realizarse a través de un GPS.

7.4. En caso que un Generador decida que todas las unidades generadoras de una central de generación de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad, deberá comunicar por escrito dicha decisión al COES indicando las unidades 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 cumpla con los requisitos en el numeral 7.3 y reportar la potencia neta producida por el conjunto de unidades generadoras.

## 8. INFORMACIÓN TÉCNICA QUE DEBEN ENTREGAR LOS GENERADORES DEL SEIN REFERIDA A LA RPF

8.1. La información mínima que deberá ser proporcionada por el Generador, sin perjuicio de que el COES solicite información adicional, deberá incluir lo siguiente:

- Información técnica del fabricante, incluyendo especificaciones técnicas y planos;
- Identificación de la máquina;
- Características generales del regulador (marca y tipo, año de fabricación del sistema de control, esquema de control);
- Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual);
- Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual);
- 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);
- Características del sistema de medición y registro de la frecuencia y potencia.

8.2. Otra información que a criterio del COES considere necesaria, tales como: planos, diagramas funcionales, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, modelos matemáticos y parámetros ajustados en diagrama de bloques, catálogos de fabricantes y documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad.



- 8.3. La información mencionada en el anterior numeral 8.1 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 las unidades generadoras.

## 9. ASIGNACIÓN DE LA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

- 9.1. En las restricciones del despacho económico, para cada período medio horario de la programación diaria, se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada una de las Unidades de generación.

$$\text{Generacion}_{i,t} \leq (\text{DisponibleMW}_{i,t}) * \left( 1 - \left[ \frac{\% \text{RPrimaria}_{i,t}}{100} \right] \right)$$

Dónde:

$\text{Generación}_{i,t}$ : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW de la unidad generadora  $i$  para el período de optimización  $t$ .

$\text{Disponible MW}_{i,t}$ : Potencia máxima (en MW) que puede entregar una unidad de generación " $i$ " para el despacho económico para el período de optimización  $t$ . 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".

$\% \text{RPrimaria}_{i,t}$ : Valor en porcentaje (%) de la reserva primaria asignada a la unidad generadora " $i$ " para el período de optimización " $t$ ", determinado en el estudio anual indicado en el numeral 0.

## 10. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

### 10.1. Operación en Estado Normal

Si durante la operación en tiempo real una Unidad generadora quedara imposibilitada, parcial o totalmente, para realizar RPF, el Generador reportará inmediatamente dicha indisponibilidad al COES. Asimismo, informará la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Este reporte no exime al Generador de la aplicación del numeral 11.4 del presente procedimiento.

### 10.2. Operación en Estado de Emergencia

10.2.1. En Estado de Emergencia, las unidades generadoras deberán seguir prestando el servicio de RPF.

10.2.2. En Estado de Emergencia, el COES podrá adoptar las acciones que considere más adecuadas para la RPF, pudiendo incluso no asignar reserva o apartarse del despacho económico.

### 10.3. Operación en áreas aisladas temporalmente del SEIN

10.3.1. En áreas aisladas temporalmente del SEIN, todas las unidades generadoras despachadas seguirán aportando el margen de RPF asignado, salvo que el COES programe o disponga en tiempo real un nuevo margen de reserva para tal fin.



## 11. CONTROL DEL DESEMPEÑO DEL SERVICIO DE RPF

## 11.1. Seguimiento del comportamiento de la frecuencia

11.1.1. En tiempo real el COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF con la que cuenta el SEIN, al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria:

$$\Delta f_{MAX} = \text{Reserva Primaria} * \text{Estatismo} * 60$$

Dónde:

Reserva primaria: Reserva primaria en %/100.

Estatismo: Estatismo equivalente en %/100.

## 11.2. Evaluación del cumplimiento de la RPF

11.2.1. Cuando el COES considere que hay un comportamiento anormal de la frecuencia o tenga evidencia o sospecha de una respuesta inadecuada de RPF de una unidad de generación, el COES utilizando la información reportada de los equipos de medición detallados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento Técnico, efectuará una evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, de acuerdo a lo señalado en los siguientes numerales.

### 11.2.2. Análisis en Estado Normal

11.2.2.1. Se elige un periodo de 5 minutos donde la frecuencia estuvo en la banda de operación ( $60 \pm 0,15$  Hz).

11.2.2.2. Analizará la respuesta de las unidades generadoras, evaluando la coherencia del comportamiento potencia/frecuencia (se exceptúan a aquellas que se encuentren variando su potencia de generación por disposición del Coordinador). Se entiende respuesta coherente de la unidad generadora cuando:

- a) Ante una disminución de la frecuencia, la unidad generadora muestra una tendencia de aumento de generación;
- b) Ante un aumento de frecuencia, la unidad generadora muestra una tendencia de disminución de generación.
- c) Para determinar si la respuesta frecuencia/potencia es coherente se grafican los registros de potencia versus frecuencia de la información remitida en aplicación del numeral 7.3 del presente Procedimiento.
- d) Primeramente se deben eliminar los puntos con frecuencias inferiores a:  $60 \text{ Hz} - 60 * (R * \% R_{\text{Primaria}}) / 10000$ , donde R es el estatismo de unidad expresado en porcentaje y % Rprimaria es la reserva asignada a la unidad expresada como un porcentaje de la potencia máxima (en MW) que puede entregar dicha Unidad de generación en ese periodo de tiempo.
- e) Una vez eliminado los puntos señalados en el ítem previo, se determina la frecuencia y potencia promedio y se traza dos rectas que representa los límites de respuesta teórica de la unidad de generación. Se considera una respuesta satisfactoria si el 85 % de las mediciones restantes se

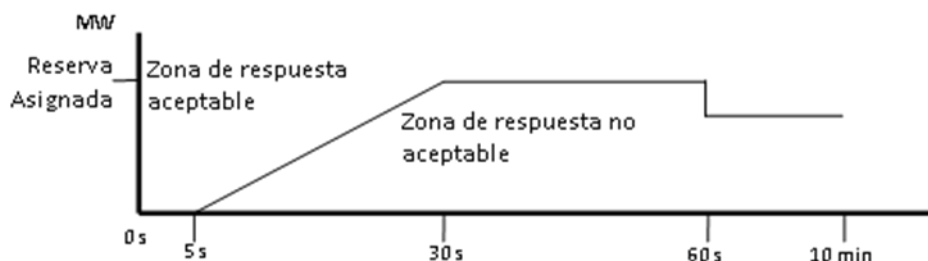


encuentran dentro de dichas rectas (ver ejemplo en el Anexo 2 del presente Procedimiento).

### 11.2.3. Análisis ante fallas de unidades de generación

11.2.3.1. Se eligen instantes de tiempo en los cuales se presentaron desconexiones de unidades de generación iguales o mayores al 100% de la reserva para RPF asignada para dicho periodo, donde la frecuencia en los últimos 10 segundos previos a la desconexión fue igual o superior a 60,0 Hz.

11.2.3.2. Utilizando los registros de las mediciones de potencia y frecuencia de la(s) unidad(es) o centrales de generación de los equipos de medición indicados en el numeral 7.3, se verificará que el incremento de potencia correspondiente a la reserva asignada a la unidad de generación fue efectivamente entregada dentro del área señalada en la siguiente figura.



11.2.3.3. El tiempo cero se considera en el instante de la desconexión de la unidad de generación.

11.2.3.4. La reserva asignada se calculará como el aporte que debe entregar la unidad de generación en base a la desviación de la frecuencia de referencia (60,0 Hz).

11.2.3.5. Se considerará que la respuesta fue satisfactoria si el 95% del tiempo, la reserva entregada su igual o superior al límite establecido en la figura previa.

11.3. Cuando un Generador no remita los registros de los equipos de medición señalados en el numeral 7.3 en el plazo establecido, se considera que existe incumplimiento por cada día que no remitió dicha información.

11.4. En caso de incumplimiento de una unidad de generación de la obligación de realizar RPF, evaluado de acuerdo al numeral 11.2 del presente Procedimiento Técnico, el mismo será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de las unidades generadoras frente al servicio de RPF y el agente propietario de la citada unidad deberá aportar un monto de dinero igual a 1/15 del Monto de la compensación mensual para dicha unidad de generación que resulte por RSF por cada día que se detecte un incumplimiento. Dicho monto de dinero se destinará a reducir el pago del monto total del servicio de Reserva Secundaria de Frecuencia del mes siguiente.



## 12. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 12.1. El informe anual que determina la magnitud para la reserva para RPF se efectuará una vez al año, de acuerdo a los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTR.
- 12.2. El informe mensual de evaluación del cumplimiento de las unidades generadoras frente al servicio de RPF deberá ser emitido dentro de los primeros 10 días hábiles del mes siguiente al de evaluación.



## ANEXO N° 1

### METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

#### 1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1. La metodología para determinar la magnitud de reserva para RPF debe tener en cuenta los mayores costos de operación por disponer de un margen de potencia adicional para proveer el servicio de RPF así como los beneficios del mismo.
- 1.2. La reserva destinada a la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación.
- 1.3. Se fija en 59,5 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después de 15 segundos de ocurrido un evento.
- 1.4. La magnitud de Reserva Rotante para la RPF 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.
- 1.5. Las fallas de generación y de equipos de red que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad generadora a la vez.
- 1.6. La magnitud de Reserva Rotante para la RPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.7. En la metodología se considera inicialmente una reserva rotante asignada a la RPF del 1% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.8. Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF, será evaluado para cada caso de manera específica.
- 1.9. Si se observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la Reserva Rotante para la RPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes en la topología de la red o del parque generador, se podrá establecer magnitudes de Reserva Rotante para la RPF 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 1.4 y 1.5, 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:
- Los costos operativos adicionales por mantener la reserva rotante destinada a la RPF;
  - El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
  - El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 2.5. Para cada nivel considerado en los numerales 1.7 y 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 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 NTCOTR está exonerada de realizar RPF.

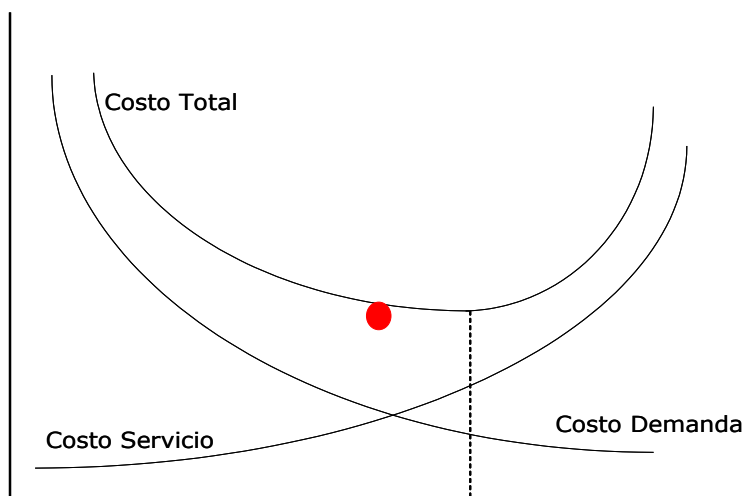


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

### 3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA 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 transcurridos 30 segundos de ocurrido el evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.3 del presente anexo. Mediante estas simulaciones dinámicas también se determinará el valor de estatismo que deberían tener las Unidades de generación, así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar regulación secundaria de frecuencia.



- 3.2. En la determinación de la Reserva Rotante para la RPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de Reserva Rotante para la RPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al esquema de rechazo automático de carga;
  - Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al esquema de rechazo automático de carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) del numeral 3.2;
  - Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.3 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 salidas forzadas de generación y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la historia de las salidas forzadas (FOR) para las 24 horas del día para un periodo histórico de los últimos treinta y seis (36) meses. La duración de las salidas forzadas debe evaluarse desde que la unidad sale de servicio, hasta que es declarada disponible.
- 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 tres (3) años, 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 Energía No Suministrada, usado en el Plan de Transmisión vigente.

#### 4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA 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 transcurridos 30 segundos de ocurrido el evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.3 del presente anexo.
- 4.3. En la determinación de la reserva para RPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de reserva para RPF a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al esquema de desconexión 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) del numeral 4.3 anterior.
  - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido el numeral 1.3 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 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 contingencia. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos tres (3) años, 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 Energía No Servida, usado en el Plan de Transmisión vigente.



**ANEXO N° 2****EJEMPLO DE EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF EN ESTADO NORMAL (NUMERAL 11.2.2 DEL PROCEDIMIENTO)**

A continuación se muestra un ejemplo de la evaluación del cumplimiento de la RPF en estado normal, siguiendo lo establecido en el numeral 11.2.2 del presente Procedimiento Técnico.

Supóngase que se dispone del siguiente conjunto de datos para una determina Unidad de generación:

Potencia máxima 125MW.

Porcentaje de Reserva asignada 3%

Estatismo 5%

1. Se obtiene el valor inferior de la frecuencia de acuerdo al numeral 11.2.2:  $60 - 0,15 = 59,85$  Hz
2. Se determina la frecuencia mínima para filtrar los datos utilizando la expresión detallada en el literal d) del numeral 11.2.2 del Procedimiento Técnico:  $60 - 60 \cdot 5 \cdot 3 / 10000 = 59,91$  Hz.

De estos dos valores se observa que el segundo es el más limitante, por lo que será utilizado para eliminar datos que presenten valores de frecuencias inferiores a esta. El conjunto de datos que se utiliza como ejemplo se encuentran en la parte final del presente anexo (433 datos).

Utilizando el límite de 59,91 Hz, los datos eliminados son: 14, 50-54, 90, 249-255, 382, 383, 386-390 y 396. (22 datos eliminados en total) quedando para el análisis restante un total de 411 datos.

Seguidamente se encuentra la frecuencia y potencia promedio de los datos no eliminados:

$$F_{\text{Promedio}} = 60,02884 \text{ Hz.}$$

$$P_{\text{Promedio}} = 115,1253 \text{ MW.}$$

Con estos valores se determina la relación teórica entre la potencia de la unidad de generación y frecuencia, mediante la siguiente ecuación:

$$f = \bar{F} + \left( \frac{E \cdot F_n}{100 \cdot P_{max}} \right) (\bar{P} - P)$$

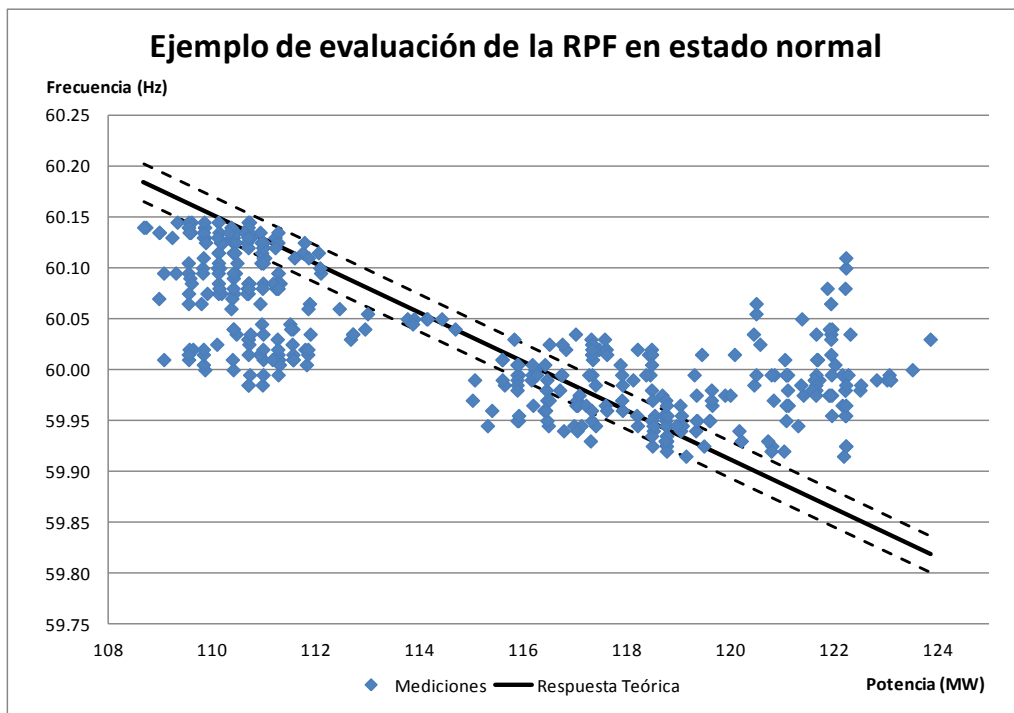
Donde:

- $\bar{F}$  Promedio de las mediciones de frecuencia no eliminadas.
- $\bar{P}$  Promedio de las mediciones de potencia no eliminadas.
- $E$  Estatismo de la unidad (en %).
- $F_n$  Frecuencia nominal (60Hz).



$P_{max}$  Potencia máxima de la unidad.

Finalmente se trazan dos rectas que representan los límites de respuesta teórica de la unidad de generación debido al efecto de la banda muerta máxima establecida y se determina la cantidad de mediciones que se encuentran dentro de dicha región.



Para el caso mostrado, un total de 115 puntos se encuentran dentro de la banda teórica lo que representa un 28% ( $100 \cdot 115 / 411$ ) de cumplimiento.



**Ejemplo de datos correspondientes a la medición Potencia – Frecuencia de una Unidad generadora.**

N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec
1	109.221	60.130	36	110.477	60.105	71	111.586	60.110	106	110.407	60.090
2	108.975	60.135	37	110.408	60.115	72	111.012	60.110	107	110.679	60.080
3	108.975	60.135	38	110.405	60.115	73	110.983	60.110	108	110.692	60.080
4	109.537	60.105	39	110.953	60.125	74	110.434	60.115	109	110.693	60.075
5	109.539	60.095	40	110.980	60.125	75	110.954	60.115	110	110.967	60.080
6	109.813	60.100	41	110.982	60.125	76	110.980	60.120	111	110.707	60.085
7	109.827	60.110	42	111.256	60.125	77	110.982	60.105	112	110.694	60.085
8	111.747	60.115	43	111.270	60.135	78	110.982	60.120	113	110.693	60.085
9	110.746	60.130	44	110.448	60.125	79	110.982	60.120	114	111.242	60.085
10	110.696	60.135	45	111.778	60.125	80	110.708	60.135	115	111.269	60.080
11	110.693	60.145	46	110.199	60.125	81	110.694	60.120	116	111.270	60.085
12	109.597	60.145	47	110.120	60.105	82	110.693	60.130	117	110.174	60.075
13	109.542	60.145	48	111.213	60.120	83	110.693	60.140	118	110.119	60.085
14	110.087	60.155	49	110.719	60.145	84	109.322	60.145	119	110.116	60.075
15	110.115	60.145	50	110.695	60.175	85	110.625	60.135	120	109.568	60.090
16	109.568	60.135	51	109.871	60.160	86	110.690	60.130	121	109.814	60.095
17	109.540	60.140	52	109.281	60.165	87	109.871	60.125	122	110.101	60.100
18	110.361	60.135	53	111.171	60.170	88	110.104	60.130	123	110.115	60.095
19	109.854	60.130	54	111.265	60.160	89	109.841	60.145	124	109.293	60.095
20	109.829	60.130	55	110.448	60.135	90	109.828	60.155	125	111.172	60.085
21	110.376	60.130	56	109.584	60.135	91	109.553	60.135	126	111.265	60.080
22	110.403	60.135	57	109.541	60.140	92	108.717	60.140	127	109.899	60.075
23	110.405	60.135	58	110.361	60.140	93	108.675	60.140	128	110.379	60.070
24	110.130	60.135	59	109.854	60.140	94	110.318	60.135	129	110.403	60.080
25	110.665	60.125	60	109.829	60.135	95	110.949	60.125	130	110.405	60.095
26	110.143	60.100	61	110.924	60.135	96	109.061	60.095	131	110.130	60.080
27	110.117	60.115	62	110.156	60.125	97	108.967	60.070	132	110.665	60.075
28	110.116	60.115	63	110.941	60.105	98	109.784	60.065	133	110.692	60.080
29	111.213	60.130	64	110.980	60.105	99	110.922	60.065	134	109.596	60.085
30	111.268	60.125	65	110.708	60.085	100	110.979	60.085	135	109.542	60.075
31	110.448	60.125	66	110.694	60.080	101	112.078	60.100	136	109.539	60.065
32	110.407	60.130	67	110.419	60.075	102	111.311	60.085	137	110.361	60.060
33	110.405	60.125	68	111.228	60.080	103	111.272	60.095	138	111.499	60.045
34	112.050	60.115	69	111.268	60.085	104	111.271	60.095	139	111.556	60.040
35	111.858	60.110	70	112.093	60.095	105	110.448	60.095	140	110.462	60.035



**Ejemplo de datos correspondientes a la medición Potencia – Frecuencia de una Unidad generadora.**

N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec
141	110.407	60.040	176	109.540	60.015	211	117.334	59.995	246	118.774	59.930
142	110.405	60.040	177	110.910	60.015	212	116.509	60.025	247	118.774	59.935
143	110.953	60.045	178	110.978	60.020	213	117.016	60.035	248	118.774	59.920
144	110.980	60.035	179	110.707	60.025	214	117.315	60.030	249	117.952	59.895
145	111.256	60.030	180	110.694	60.030	215	117.330	60.025	250	118.733	59.910
146	111.544	60.025	181	110.693	60.030	216	117.605	60.020	251	118.772	59.900
147	111.558	60.015	182	111.516	60.040	217	120.086	60.015	252	118.500	59.895
148	111.559	60.010	183	110.734	60.035	218	117.469	60.020	253	119.035	59.900
149	111.559	60.010	184	110.695	60.015	219	117.338	60.025	254	118.239	59.900
150	111.559	60.010	185	111.790	60.020	220	117.331	60.015	255	118.199	59.910
151	111.285	60.010	186	111.845	60.015	221	117.331	60.015	256	118.745	59.930
152	111.271	60.015	187	111.847	60.020	222	117.605	60.020	257	118.773	59.945
153	111.270	60.010	188	112.670	60.030	223	117.619	60.015	258	117.403	59.945
154	111.819	60.005	189	112.711	60.035	224	117.345	60.010	259	116.786	59.940
155	111.298	60.005	190	112.713	60.035	225	117.332	60.015	260	117.304	59.930
156	111.272	59.995	191	111.891	60.035	226	117.879	60.005	261	117.330	59.950
157	110.722	59.995	192	112.946	60.040	227	118.455	59.995	262	117.057	59.965
158	110.695	59.985	193	112.999	60.055	228	118.484	59.980	263	115.398	59.960
159	110.693	59.985	194	112.454	60.060	229	118.760	59.970	264	115.315	59.945
160	110.967	59.985	195	111.878	60.065	230	118.773	59.955	265	116.408	59.960
161	110.981	59.995	196	111.849	60.060	231	118.774	59.955	266	115.914	59.950
162	110.982	60.010	197	113.767	60.050	232	119.597	59.950	267	115.889	59.950
163	109.063	60.010	198	114.137	60.050	233	119.364	59.950	268	116.985	59.945
164	111.160	60.010	199	114.155	60.050	234	119.078	59.945	269	116.491	59.945
165	111.265	60.020	200	114.431	60.050	235	119.063	59.945	270	116.467	59.950
166	109.625	60.020	201	113.896	60.050	236	119.611	59.950	271	115.917	59.955
167	109.543	60.010	202	113.869	60.045	237	118.542	59.955	272	116.438	59.960
168	110.087	60.025	203	114.690	60.040	238	118.488	59.950	273	116.464	59.970
169	110.389	60.010	204	115.828	60.030	239	118.760	59.950	274	115.643	59.985
170	110.404	60.000	205	115.885	60.005	240	118.773	59.930	275	115.602	59.990
171	109.856	60.000	206	116.710	59.980	241	118.774	59.925	276	115.600	60.010
172	109.829	60.005	207	117.026	59.965	242	118.500	59.925	277	115.599	60.010
173	109.827	60.015	208	117.042	59.970	243	118.760	59.930	278	116.422	60.005
174	109.827	60.020	209	118.687	59.975	244	118.773	59.935	279	115.915	59.995
175	109.553	60.020	210	117.399	59.985	245	118.774	59.930	280	115.889	59.995



**Ejemplo de datos correspondientes a la medición Potencia – Frecuencia de una Unidad generadora.**

N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec
281	115.888	59.990	316	119.308	59.995	351	122.280	59.995	386	121.081	59.910
282	115.888	59.985	317	119.349	59.975	352	121.691	60.010	387	121.083	59.900
283	115.888	59.980	318	119.900	59.975	353	121.662	60.035	388	121.357	59.905
284	116.162	59.990	319	119.653	59.965	354	121.386	60.050	389	121.371	59.905
285	116.176	59.995	320	119.641	59.970	355	121.921	60.040	390	121.371	59.910
286	117.273	59.995	321	119.640	59.980	356	121.947	60.030	391	122.194	59.915
287	116.231	60.000	322	120.462	59.985	357	121.674	60.010	392	122.235	59.925
288	116.179	60.005	323	120.504	59.995	358	121.112	59.995	393	122.237	59.925
289	115.903	60.005	324	123.521	60.000	359	121.084	59.995	394	119.496	59.925
290	115.066	59.990	325	122.027	60.005	360	121.631	59.990	395	120.729	59.930
291	115.024	59.970	326	120.856	59.995	361	121.659	59.985	396	120.791	59.910
292	117.216	59.965	327	120.797	59.995	362	121.660	59.980	397	119.149	59.915
293	117.325	59.960	328	122.165	59.995	363	120.838	59.970	398	118.519	59.940
294	116.508	59.970	329	121.960	59.995	364	122.167	59.965	399	118.487	59.935
295	116.193	59.965	330	121.949	60.015	365	122.234	59.955	400	118.760	59.945
296	116.452	59.980	331	123.868	60.030	366	121.963	59.955	401	119.048	59.940
297	116.465	59.990	332	122.319	60.035	367	122.224	59.955	402	119.062	59.945
298	116.739	59.995	333	121.967	60.040	368	122.237	59.965	403	118.514	59.945
299	116.753	59.995	334	121.950	60.035	369	121.963	59.975	404	118.213	59.945
300	118.125	59.990	335	120.578	60.025	370	122.224	59.980	405	118.198	59.955
301	117.919	59.985	336	121.058	60.010	371	122.237	59.985	406	117.923	59.960
302	117.909	59.995	337	121.082	59.995	372	121.415	59.975	407	117.909	59.970
303	116.263	59.995	338	121.905	59.975	373	120.003	59.975	408	117.086	59.975
304	118.374	59.995	339	122.221	59.980	374	121.577	59.980	409	117.593	59.965
305	118.480	60.015	340	122.511	59.980	375	121.656	59.975	410	117.618	59.960
306	118.211	60.020	341	122.525	59.985	376	121.934	59.975	411	118.716	59.955
307	116.827	60.020	342	123.074	59.995	377	121.125	59.965	412	117.126	59.945
308	116.758	60.025	343	123.102	59.990	378	121.085	59.965	413	117.047	59.940
309	117.577	60.030	344	122.829	59.990	379	121.083	59.950	414	118.962	59.945
310	117.343	60.025	345	121.719	59.990	380	120.809	59.925	415	118.783	59.955
311	117.332	60.020	346	121.663	59.995	381	120.795	59.920	416	118.775	59.965
312	118.428	60.015	347	121.112	59.980	382	120.246	59.905	417	118.500	59.970
313	118.483	60.020	348	121.633	59.990	383	120.219	59.905	418	119.035	59.965
314	118.485	60.015	349	123.030	59.990	384	120.217	59.930	419	119.061	59.955
315	118.485	60.005	350	123.099	59.990	385	121.040	59.920	420	119.337	59.940



**Ejemplo de datos correspondientes a la medición Potencia – Frecuencia de una Unidad generadora.**

N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec	N°	Gen	Frec
421	119.351	59.950	425	119.452	60.015	429	121.877	60.080	433	122.237	60.110
422	120.174	59.940	426	120.453	60.035	430	121.945	60.065			
423	121.312	59.945	427	120.503	60.055	431	122.223	60.080			
424	121.368	59.985	428	120.506	60.065	432	122.237	60.100			

