

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 02-2021.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con Resolución N° 177-2015-OS/CD, con Costos del año 2020”, la misma que se realiza por última vez y se mantendrá vigente para valorizar las inversiones que se pongan en servicio y que correspondan, a los planes de inversión hasta el periodo 2017 – 2021.

Artículo 2°.- Aprobar la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con Resolución N° 179-2018-OS/CD, con Costos del año 2020”.

Artículo 3°.- Aprobar la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas en 500kV, aprobada con Resolución N° 083-2018-OS/CD, con Costos del año 2020”.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con: i) la carpeta “MOD INV_2021”, ii) el archivo “VALORIZACIÓN MÓDULOS DE INVERSIÓN 2021.xlsm” y iii) el archivo “VALORIZACIÓN MÓDULOS DE INVERSIÓN 500KV 2021.xlsm”, así como con los Informes N° 061-2021-GRT y N° 062-2021-GRT que la sustentan, en la página Web de Osinergrmin: <http://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

1923906-1

Aprueban el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGRMIN N° 012-2021-OS/CD

Lima, 28 de enero de 2021

CONSIDERANDO

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

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

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

Que, conforme lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergrmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Según lo dispuesto en el artículo 7 de la

Guía los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergrmin son: abril, agosto y diciembre;

Que, mediante Resolución N° 213-2014-OS/CD, publicada el 21 de octubre de 2014, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06);

Que, el 26 de diciembre de 2019, mediante carta COES/D-1480-2019, el COES remitió a Osinergrmin una propuesta de modificación del PR-06, sobre la base de una evaluación a su aplicación en los últimos años, con la finalidad de realizar mejoras a dicho procedimiento relacionadas: i) a los aspectos metodológicos para la determinación de los parámetros que determinan la emisión de un Reprograma de la Operación Diaria; ii) a la oportunidad para la presentación del estudio para la determinación de las tolerancias de dichos parámetros y de los criterios a ser empleados, considerando los estudios para la operación que realiza el COES; iii) precisiones a la información requerida a los agentes; entre otros;

Que, atendiendo a que el COES ha propuesto diversas modificaciones menores en el extenso del procedimiento, incluyendo nuevos anexos, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-06, para facilitar su manejo por parte de los administrados;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 317-2020-GRT del 27 de marzo de 2020 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 03 de junio de 2020, dentro del plazo, considerando la suspensión de los plazos en los procedimientos seguidos ante Autoridad, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergrmin la carta COES/D-344-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° 099-2020-OS/CD del 15 de agosto de 2020, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el nuevo PR-06, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergrmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 099-2020-OS/CD se otorgó un plazo de treinta (30) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente por las empresas Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Enel Green Power Perú S.A.C., Enel Generación Perú S.A.A. y Conelsur S.A.C., y el COES han sido analizados en el Informe Técnico N° 057-2021-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES (envío de los comentarios de los interesados para la opinión del COES), habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo su aprobación final;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 057-2021-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 058-2021-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin;

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

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGRMIN en su Sesión N° 02-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06) contenido en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" aprobado con Resolución N° 213-2014-OS/CD.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución y su Anexo en el diario oficial El Peruano y consignarlos, conjuntamente con el Informe Técnico N° 057-2021-GRT y el Informe Legal N° 058-2021-GRT, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

Anexo

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-06
REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA		
<ul style="list-style-type: none"> Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 012-2021 -OS/CD, publicada el 29 de enero de 2021. 		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios, causales y plazos para elaborar y publicar el Reprograma de la Operación Diaria, a fin de atender las desviaciones importantes de la Operación en Tiempo Real respecto al programa vigente.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.

2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

2.3 Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.

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.

2.6 Decreto Supremo N° 037-2006-EM - Reglamento de Cogeneración.

2.7 Decreto Supremo N° 027-2008-EM. - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

2.8 Decreto Supremo N° 011-2012-EM - Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN.

2.9 Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, Normas Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.

2.10 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. PRODUCTO

Reprograma de la Operación Diaria (RDO).

4. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

Asimismo, en todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen

a todas sus normas complementarias, modificatorias y sustitutorias.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 Del COES

5.1.1. Calcular los parámetros establecidos en el Anexo 1 durante la operación de tiempo real; así como, monitorear la evolución de éstos, y emitir un RDO, de detectar alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2.

5.1.2. Elaborar y aprobar el RDO cumpliendo con los plazos y criterios establecidos en el presente Procedimiento.

5.1.3. Comunicar a los Integrantes del COES vía correo electrónico, la publicación del RDO en el portal de internet del COES para su cumplimiento.

5.1.4. Crear y actualizar un registro de los valores obtenidos para los parámetros indicados en el Anexo 1, la relación de reprogramas emitidos y el motivo de la reprogramación, ya sea por la superación de las tolerancias establecidas u otra causa en aplicación del numeral 6.2. Este registro en tiempo real debe ser publicado en el portal internet del COES.

5.1.5. Modificar el rango de las tolerancias para los parámetros del Anexo 1 mediante un estudio estadístico, basado en los lineamientos del Anexo 3, cuyos resultados serán informados a los Integrantes del COES y publicados en el portal de internet del COES antes del 31 de octubre de cada año; el citado estudio contendrá los registros de los parámetros que han venido siendo calculados en cumplimiento del numeral 5.1.4. Las tolerancias actualizadas estarán vigentes a partir del 01 de diciembre del mismo año.

5.2 De los Integrantes del COES

5.2.1. Informar al COES telefónicamente, las modificaciones a la disponibilidad total o parcial de sus instalaciones respecto al programa o reprograma vigente, inmediatamente sean detectadas. Posteriormente, en un plazo máximo de 60 minutos, contabilizados a partir de la referida comunicación telefónica, dichas empresas deberán registrar la modificación informada a través del sistema extranet SGO-COES en el registro correspondiente a mantenimientos ejecutados, con la finalidad de generar un registro de las causas de las modificaciones.

En el campo "descripción" del registro, los Integrantes deberán ingresar el sustento de la modificación informada, justificación que deberá derivarse de un Mantenimiento Correctivo de Emergencia, o de la modificación del periodo de ejecución de un mantenimiento, o del requerimiento de diferir o suspender el mantenimiento; en todos los casos, debidamente justificados.

5.2.2. Remitir la información señalada en el numeral 6.1 en los plazos establecidos u otra requerida por el COES.

5.2.3. Verificar que las disposiciones operativas establecidas en el RDO no vulneren la seguridad de las personas, de sus instalaciones o afecten el cumplimiento de sus obligaciones ambientales y cualquier otra derivada del marco legal vigente. En caso un Integrante detecte vulneraciones, deberá comunicarlo de manera inmediata al COES por vía telefónica y por correo electrónico para su corrección respectiva.

6. ELABORACIÓN Y EMISIÓN DEL RDO

6.1 Seguimiento de la operación e información requerida

En la Operación en Tiempo Real, el COES efectúa el seguimiento de la operación ejecutada y prevé el cumplimiento del PDO o RDO vigente para las horas restantes del día; de detectarse alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2, emitirá un RDO.

Asimismo, los Integrantes del COES deben informar cada 3 horas (03:00 h, 06:00 h, 09:00 h, 12:00 h, 15:00 h, 18:00 h, 21:00 h y 24:00 h), a través del medio y forma que defina el COES, la información siguiente:

6.1.1. Generación ejecutada.

6.1.2. Registro de volúmenes de embalses, caudales, volumen de combustible disponible y las proyecciones hidrológicas para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo, para centrales con una potencia efectiva mayor a 10 MW. En caso de requerirlo, el COES podrá solicitar esta información a centrales con una potencia menor a la señalada.

En caso el Integrante cumple con informar el volumen de combustible disponible mediante el sistema SCADA de una manera continua y confiable, se considera que cumple con lo establecido en el presente numeral.

6.1.3. Las Centrales de Generación No Convencional, definidas según el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN" (PR-20), adicionalmente informarán su proyección de generación activa para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo.

6.1.4. Cualquier otra información requerida por el COES.

6.1.5. Los Usuarios Libres que presenten una variación mayor a 75 MW de su demanda prevista en el PDO o último RDO, enviarán al COES su proyección de demanda activa para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo.

6.2 Causales para la reprogramación de la operación diaria

Con la información recibida en tiempo real y tiempo diferido, el COES calcula los parámetros de generación hidráulica (α), de generación térmica (β) y de demanda (γ) con una periodicidad de treinta minutos. Cuando alguno de estos parámetros sobrepase el rango de tolerancia correspondiente del Anexo 1 por más de tres etapas medio horarias consecutivas, se iniciará la elaboración del RDO. Si durante la fase de elaboración del RDO, los referidos parámetros volvieron a las tolerancias aceptables, el COES podrá optar por no emitir el RDO.

Asimismo, el COES podrá emitir un RDO, en caso detecte una condición que degrade la seguridad operativa y calidad del servicio eléctrico establecida en el PDO o RDO vigente u otras situaciones debidamente motivadas.

6.3 Criterios a considerar para elaborar el RDO

Una vez detectada alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2, se iniciará la elaboración del RDO, para lo cual se considerará la información recogida en el seguimiento de la operación a fin de actualizar las proyecciones hasta el fin del día operativo. Se tendrán en cuenta los criterios y metodología establecidos en el procedimiento correspondiente a la programación diaria o de corto plazo, así como los lineamientos considerados en el correspondiente PDO. Asimismo se considerará lo siguiente:

6.3.1. Se actualizará el pronóstico de demanda, pronóstico de la generación de las Centrales de Generación No Convencional y el pronóstico hidrológico considerando la información suministrada de acuerdo con el numeral 6.1.

6.3.2. La optimización del despacho del RDO considerará hasta las 24 horas del día operativo vigente; asimismo, cuando la optimización comprometa o varíe el despacho del PDO ya emitido para el día siguiente, se emitirá su correspondiente RDO.

6.3.3. En caso se active el mecanismo de emergencia del suministro de gas natural, se considerará el cambio de combustible de unidades duales y la utilización del volumen de Gas Natural disponible aplicando el criterio de eficiencia que permita la máxima generación eléctrica.

6.3.4. Validar y emitir el RDO con el análisis eléctrico de estado estacionario de los escenarios reprogramados, verificando para la red de transmisión mayor a 100 kV, que no se presenten sobrecargas ni tensiones fuera del rango de operación normal. Se exceptúan las sobrecargas que ocurran dentro del periodo de operación en Situación Excepcional.

6.3.5. Se considerará la disponibilidad de las instalaciones de transmisión, basándose en el PDI

vigente, así como en la última información disponible brindada por sus Titulares.

6.4 Consideraciones finales

6.4.1. La oportunidad y vigencia del RDO

a. La vigencia del RDO culmina a las 24 horas del día operativo.

b. El plazo para la publicación del RDO es de 120 minutos contabilizados a partir del cumplimiento de alguna de las causales para la reprogramación.

c. Una vez publicado el RDO, el mismo reemplaza para todos los efectos al PDO y al RDO emitido previamente.

6.4.2. Publicación del RDO

a. El RDO será publicado en el portal de internet del COES y se comunicará su publicación a los Integrantes del COES mediante correo electrónico, remitido con por lo menos 30 minutos de anticipación a su hora de entrada en vigencia. Sólo en casos debidamente sustentados, el COES podrá publicar el respectivo RDO y comunicar su publicación con una anticipación menor a la indicada, lo cual será consignado en el respectivo correo electrónico.

b. La publicación de los resultados del despacho de las Unidades de Generación del RDO incluirá las versiones actualizadas de la información de entrada y salida de los modelos matemáticos utilizados en la elaboración y de los reportes establecidos para el PDO, el análisis eléctrico utilizado para la elaboración del RDO, el reporte de los parámetros α , β y γ , y el listado de las CHM según la definición indicada en el pie de página del Anexo 2, hasta la hora de emisión del RDO.

6.4.3. El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el presente procedimiento, deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

7. ANEXOS

7.1 Anexo 1 – Tolerancias para la elaboración del RDO.

7.2 Anexo 2 – Determinación de los parámetros α , β y γ .

7.3 Anexo 3 – Procedimiento para establecer las tolerancias de los parámetros α , β y γ .

Anexo 1

Tolerancias para la elaboración del RDO

Para efectos de lo establecido en el numeral 6 los valores de las tolerancias de α , β y γ serán las siguientes:

Parámetro	Referencia	Periodo de avenida	Periodo de estiaje
α =	Generación Hidráulica	+/- 0,8%	+/- 1,2 %
		4 etapas medio horarias seguidas en las cuales la proyección de volumen del embalse de la central supere sus niveles máximo o mínimo	
β =	Generación Térmica	+/- 1,5%	+/- 1,0%
γ =	Desviación de Demanda	4 etapas medio horarias seguidas en las cuales la proyección de demanda transgredió los límites de magnitud de RSF destinados a las desviaciones de demanda.	

Los parámetros α , β y γ se determinan mediante la metodología señalada en el Anexo 2 del presente procedimiento.

Anexo 2

Determinación de los parámetros α , β y γ 1. Parámetro α , relacionado a la desviación hidráulica

El parámetro α evalúa el comportamiento de las Centrales Hidroeléctricas Monitoreadas (CHM)¹. La evaluación se realiza en dos aspectos:

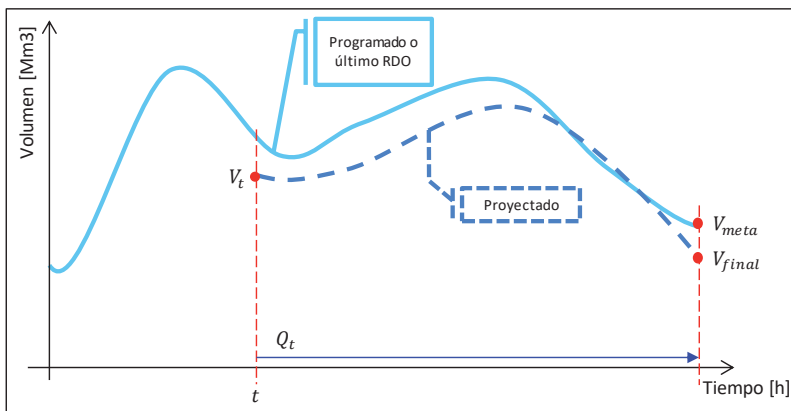
- El energético como la sumatoria de todas las desviaciones de energía en todas las CHM (α_E), y
- como un contador de niveles de volumen de embalse que superen los límites de los embalses (α_v), este último es por CHM.

Cuando se transgreda uno de estos dos aspectos, se activará el parámetro α .

1.1 Etapa energética

El aspecto energético se calcula con la ecuación (1).

$$\alpha_E = \left[\sum_{i=1}^{N_h} \Delta E_{CHM_i} / E_H \right] \% \dots (1)$$



Donde:

N_h : Número de CHM.

ΔE_{CHM_i} : Desviación de energía disponible de la CHM_i [MWh]

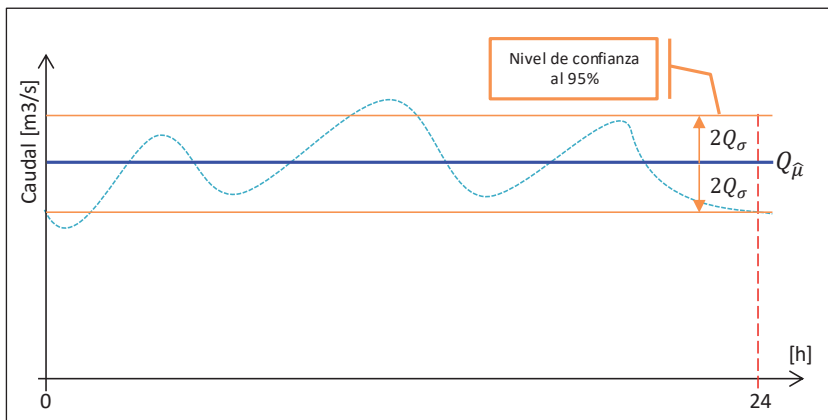
E_H : Energía hidráulica total establecida por el último despacho vigente [MWh]

i : 1,2... N_h

Para ello se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Con el objetivo de cuantificar la variabilidad del caudal natural de la cuenca de la CHM, se realiza un análisis estadístico a la variación de caudal considerando su información histórica de la semana operativa ejecutada anterior², el cual es numéricamente igual a dos veces la variación estándar de la variación de caudal de la muestra medida. Por lo que la energía (E_σ) asociada a dicha variabilidad de caudal será determinada con la ecuación (2).

$$E_\sigma = |2 * Q_\sigma * \varepsilon * n_h| \quad [MWh] \dots (2)$$



Donde:

- Q_{σ} : Desviación estándar de caudal de la CHM [m³/s]
- ε : Coeficiente de producción de la CHM [MW/m³/s]
- n_h : Número de horas restantes, contadas desde la hora en análisis.

El estudio estadístico para la determinación de las tolerancias de los parámetros al que se refiere el numeral 5.1.4 del presente procedimiento, podrá definir aquellas cuencas que deberán tener un tratamiento estadístico diferenciado a lo señalado en el tratamiento general planteado en el párrafo anterior, durante los periodos de transición estacional definidos en el mismo estudio, y sustentado en información histórica de la operación en tiempo real y la informada por los generadores.

b) El volumen del embalse de la CHM para cada etapa se calcula sobre la base de: 1) el volumen inicial del embalse de la CHM para la etapa en análisis, 2) el último caudal medido y la proyección de caudal para el resto del día informada por el Agente, o en su defecto se mantendrá el último valor registrado y 3) el perfil de generación proyectado, establecido por la generación prevista (del último despacho vigente y por el uso previsto de la RSF en caso corresponda).

La aplicación del presente literal queda sujeta a la condición de que los aportes naturales sean inferiores al caudal de ingreso máximo a la presa de cada caso.

c) El perfil de generación proyectado P_{proy_t} se calcula con la ecuación (3).

$$P_{Proy_t} = P_{RDO_t} + P_{RSF_t} \times \frac{\Delta P_{proy_t}}{RSF_{total_t}} \dots \dots (3)$$

Donde:

- P_{RDO_t} : Generación programada en el último despacho vigente [MW]
- P_{RSF_t} : Magnitud de RSF asignada a la central en análisis en la etapa t [MW]
- ΔP_{proy_t} : Uso de RSF del SEIN proyectado en la etapa t [MW] (Ver numeral 3.2 del presente anexo)
- RSF_{total_t} : Magnitud de RSF del SEIN en la etapa t [MW]

d) Por último, se procede con el cálculo de la desviación de energía hidráulica ΔE_c para cada CHM, ver ecuación (4), basándose en la diferencia del volumen final de las 24 horas V_{final} , en comparación con el volumen meta del último despacho vigente V_{meta} .

$$\Delta E_c = \frac{(V_{meta} - V_{final}) \times \varepsilon}{3,6} [MWh] \dots \dots (4)$$

e) Si la desviación de energía hidráulica de la CHM ΔE_c se encuentra fuera del rango de $\pm E_{\sigma}$ entonces considerar el excedente/déficit (conservando su signo) como ΔE_{CHM_i} para la CHM, tal como se describe en la ecuación (5).

$$\Delta E_{CHM_i} = \begin{cases} \Delta E_c - E_{\sigma} & \text{Si } |\Delta E_c| > E_{\sigma} \text{ y } \Delta E_c \geq 0 \\ \Delta E_c + E_{\sigma} & \text{Si } |\Delta E_c| > E_{\sigma} \text{ y } \Delta E_c < 0 \\ 0 & \text{Si } |\Delta E_c| < E_{\sigma} \end{cases} [MWh] \dots \dots (5)$$

1.2 Etapa de volumen

a) El contador de niveles de volumen α_{vi} evalúa por central el número de etapas proyectadas en las cuales

el volumen proyectado de su embalse ha superado sus límites máximos o mínimos. En caso supere 4 etapas medio horarias seguidas en alguna CHM, se considera activado el parámetro α para la etapa medio horaria en análisis.

2. Parámetro β relacionado a la desviación térmica

El valor β se calcula como el porcentaje entre la desviación de energía ejecutada de las centrales térmicas, ver ecuación (6), desde la hora de vigencia del último RDO o PDO vigente, y la suma de la energía térmica ejecutada hasta la emisión del último despacho vigente con la energía térmica prevista en el último despacho vigente.

$$\beta_j = \left[\sum_{t=t_{RDO}+1}^{t=24} (P_{ej_t} - P_{pr_t}) / \left(\sum_{t=1}^{t=t_{RDO}} P_{ej_t} + \sum_{t=t_{RDO}+1}^{t=24} P_{pr_t} \right) \right] \% \dots (6)$$

$$\beta = \max(|\beta_1|, |\beta_2|, \dots, |\beta_j|, \dots, |\beta_{N_T}|)$$

Donde:

- t_{RDO} : Hora desde la cual está vigente el último despacho vigente.
- P_{ej_t} : Potencia activa ejecutada en la etapa de tiempo t (si la unidad operó y no se cuenta con un dato de generación ejecutada considerar la potencia programada) [MW]
- P_{pr_t} : Potencia activa programada o reprogramada en la etapa de tiempo t [MW]
- j : Central térmica "j" en análisis.
- N_T : Número de centrales térmicas en análisis.

3. Parámetro γ relacionado a la desviación de demanda

Para determinar el parámetro γ se realiza lo siguiente:

3.1 En el tiempo real, en base a la desviación de demanda global a nivel de generación ejecutada con respecto al despacho vigente, para cada periodo de mínima (de 00:00 h a 08:00 h), media (de 08:00 h a 18:00 h) y máxima demanda (de 18:00 h a 24:00 h) (por separado) se realiza una proyección de la desviación de la demanda para el periodo que corresponda. La metodología será determinada por el COES y comunicada en el informe anual que señala el numeral 5.1.4 del presente procedimiento.

3.2 Para cada periodo medio horario se verifica que dicha proyección de la desviación de demanda se encuentre en el rango de la magnitud de potencia destinada para cubrir los desvíos de la demanda que establece el estudio anual para determinar la reserva total requerida para la Regulación Secundaria que señala el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (PR-22) o el que lo reemplace, ver ecuación (7).

$$Mag_{\gamma^-}_t < \Delta P_{proy_t} < Mag_{\gamma^+}_t [MW] \dots (7)$$

Donde:

- $Mag_{\gamma^-}_t$: Magnitud de RSF destinada a la desviación de demanda hacia abajo [MW]
- $Mag_{\gamma^+}_t$: Magnitud de RSF destinada a la desviación de demanda hacia arriba [MW]
- ΔP_{proy_t} : Magnitud de desviación de demanda proyectada para la etapa de tiempo "t" [MW]

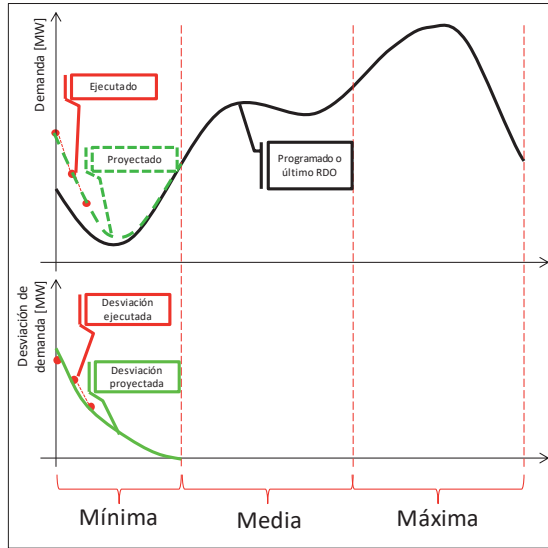
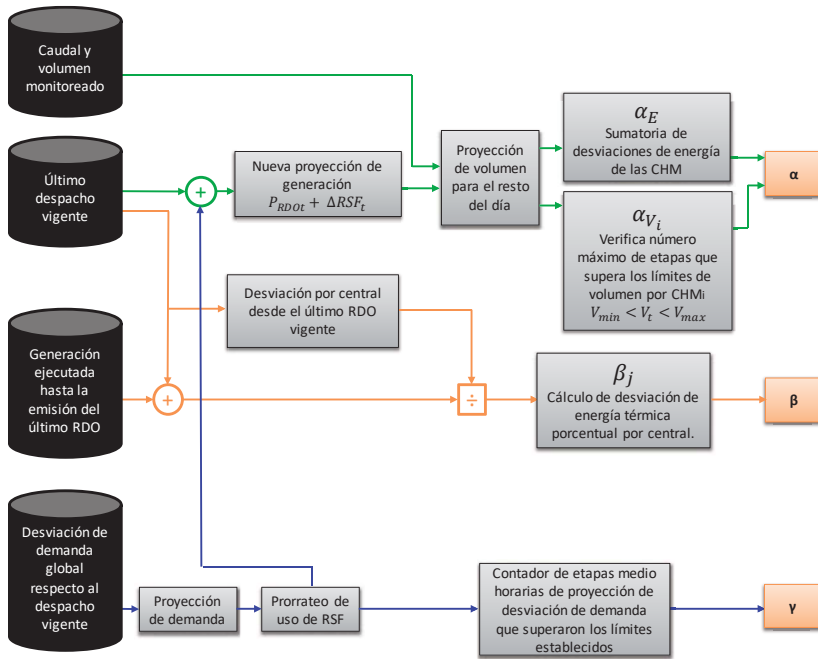


Diagrama de flujo del PR-06



Anexo 3

Procedimiento para establecer las tolerancias de los parámetros α , β y γ

1. Consideraciones preliminares para establecer las tolerancias para los parámetros α y β

1.1 Con el objetivo de determinar la variación de energía representativa del parque generador térmico eficiente disponible, la cual denominaremos energía tolerada \bar{E} , para un periodo de dos horas, se procede a construir una tabla de los distintos modos de operación de las centrales térmicas, considerando todos los modos de operación del parque generador del SEIN, exceptuado aquellos de tipo diésel, residual y no convencional. Esta información debe ser incluida detalladamente en el informe anual al que hace referencia el numeral 5.1.5 del presente procedimiento.

1.2 Sean v centrales que cumplen esta condición, se tendrá la ecuación (1) para determinar la variación de energía de cada central φ_v para un periodo de 2 horas:

$$\varphi_v = 2 \times (P_{max_v} - P_{min_v}) \dots \dots (1)$$

Donde:

φ_v : Variación de energía para la central v [MWh]

P_{max_v} : Potencia máxima del modo de operación de la central térmica [MW]

P_{min_v} : Potencia mínima del modo de operación de la central térmica [MW]

1.3 Con la energía calculada para todos los modos de operación de las centrales térmicas en análisis se procede con el cálculo del promedio de las energías μ_{ET} y la desviación estándar de energías σ_{ET} .

1.4 Con el objetivo de albergar a lo menos al 95% de la data estimada en el cálculo de la variación de energía, se debe sumar el promedio más dos veces la desviación estándar, con ello obtenemos la energía tolerada \bar{E} , tal como se describe en la ecuación (2).

$$\tilde{E} = \mu_{E_T} + 2 \times \sigma_{E_T} \dots \dots (2)$$

2. Para el parámetro α

2.1 Considerando el periodo de avenida o estiaje último se obtiene la Energía Hidráulica Diaria Ejecutada, de la totalidad de las centrales hidráulicas del SEIN.

2.2 Se procede a calcular los índices numéricos de tolerancia para el parámetro α mediante la ecuación (3).

$$\frac{\tilde{E}}{E_{hidroejecutada_{fecha}}} \dots \dots (3)$$

Donde:

\tilde{E} : Energía tolerada [MWh]

$E_{hidroejecutada_{fecha}}$: Energía hidráulica diaria ejecutada [MWh]

2.3 Con los resultados obtenidos se calcula su promedio y desviación estándar. Con el objetivo de albergar a lo menos a 95% de los datos obtenidos, la tolerancia máxima para una alerta del parámetro α en una etapa se calcula como la suma del promedio más dos veces la desviación estándar. Estos resultados se calculan por separado, tanto para el periodo de avenida como para el periodo de estiaje.

Si se presentara un evento que puede hacer variar considerablemente la energía ejecutada diaria de una central, se efectuará un tratamiento previo a los datos a emplear.

3. Para el parámetro β

3.1 Se considera la información de generación térmica ejecutada para el periodo de avenida o estiaje último, hasta el mes de setiembre. Para cada día se obtiene la energía térmica ejecutada.

3.2 Para cada día, se procede a calcular la relación porcentual, ver ecuación (4).

$$\frac{\tilde{E}}{E_{térmicaejecutada_{fecha}}} \dots \dots (4)$$

Donde:

\tilde{E} : Energía tolerada [MWh]

$E_{térmicaejecutada_{fecha}}$: Energía térmica diaria ejecutada [MWh]

3.3 Con los valores obtenidos para cada día se determina su promedio, siendo este valor el índice de tolerancia para el parámetro β . Estos resultados se calculan por separado, tanto para el periodo de avenida como para el periodo de estiaje.

Si se presentara un evento que puede hacer variar considerablemente la generación térmica ejecutada, se efectuará un tratamiento previo a los datos a emplear.

4. Para el parámetro γ

La tolerancia del parámetro γ es aquella magnitud de potencia de la RSF destinada a cubrir la desviación de demanda. Dicha magnitud es obtenida del estudio anual para determinar la reserva total requerida para la Regulación Secundaria que señala el PR-22.

entrada (condición de vertimiento permanente, en proceso o inminente), d) su estado de operación está a plena carga, e) aquellas centrales que están con potencia de generación constantyhte o limitada.

² De acuerdo al Teorema de Chebyshev, el cual indica que para un nivel de confianza de 95% implica que es equivalente a dos veces la desviación estándar de caudales.

1923902-1

Aprueban modificación del Cronograma de adecuación y empadronamiento GPS de las Unidades de Transporte que cuentan con Registro de Hidrocarburos

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 018-2021-OS/CD

Lima, 28 de enero de 2021

VISTO:

El Memorando N° GSE-52-2021 de la Gerencia de Supervisión de Energía, que propone la modificación del Cronograma de adecuación y empadronamiento GPS de las Unidades de Transporte que cuentan con Registro de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo establecido por el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos Osinergmin, comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y materia de su respectiva competencia, entre otros, las normas que regulan los procedimientos a su cargo y normas de carácter general;

Que, conforme a lo señalado por el inciso b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en concordancia con el artículo 3 de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, el Consejo Directivo ejerce la función normativa, de manera exclusiva, a través de Resoluciones; en ese sentido, aprueba procedimientos administrativos especiales que norman los procesos administrativos vinculados, entre otros, con la función supervisora;

Que, a través del Decreto Supremo N° 009-2020-EM, publicado con fecha 22 de abril de 2020 en el diario oficial El Peruano, se realizaron modificaciones a los reglamentos del subsector hidrocarburos que regulan la comercialización y seguridad de las actividades de Gas Licuado de Petróleo, entre ellas, se incorporó el artículo 26A al Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, el cual dispone que, toda unidad vehicular empleada para el transporte o distribución de GLP a Granel debe estar equipada con sistemas GPS (Sistema de Posicionamiento Global). Asimismo, el citado artículo faculta a Osinergmin a establecer el tipo y características mínimas de los sistemas GPS;

Que, en ese sentido, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 197-2020-OS/CD se modificó el Texto Único Ordenado del Reglamento del Uso del Sistema de Posicionamiento Global (GPS), aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 076-2014-OS/CD, con la finalidad de adecuarlo a la normativa sectorial vigente, e incorporar mejoras en el procedimiento a partir de la experiencia obtenida en la supervisión;

Que, asimismo, en el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 197-2020-OS/CD se aprobó el cronograma que establece el periodo para la adecuación y empadronamiento GPS ante Osinergmin de las Unidades de Transporte de GLP (camiones tanque y camiones cisterna) con inscripción en el Registro de Hidrocarburos,

¹ CHM: Son un grupo de centrales del SEIN determinadas por el Coordinador, que cuentan con un embalse de regulación diario que sea optimizable. No se considera como CHM aquellas centrales a) de pasada, b) que tienen el embalse en mantenimiento, c) cuando tiene un gran exceso de caudal de