

Modifican el Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 244-2021-OS/CD

Lima, 16 de diciembre 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 Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación; así también, el literal e) del artículo 14 de la misma Ley, establece que el COES tiene la función operativa de calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;

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

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos (Guía), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

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

Que, el 28 de julio de 2016 se publicó el Decreto Supremo N° 026-2016-EM mediante el cual se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (en adelante Reglamento MME) que estableció las condiciones para ser Participante y de funcionamiento para el MME, las liquidaciones en el MME, el reconocimiento de Rentas de Congestión e Inflexibilidades Operativas, las garantías, entre otras disposiciones. Así también, el numeral 4.3 del artículo 4 del Reglamento del MME establece que el COES calculará los Costos Marginales de Corto Plazo (CMgCP) del despacho real en las Barras de Transferencias para cada Intervalo de Mercado, separándolo en dos componentes: i) Costos Marginales de Energía, y ii) Costos Marginales de Congestión. Para dichos fines, el referido numeral señala que el COES deberá contar con los modelos matemáticos correspondientes que permitan su cálculo e individualización, conforme a lo establecido en el Procedimiento correspondiente;

Que, mediante Resolución N° 179-2017-OS/CD, publicada el 25 de agosto de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07), el cual tiene por objetivo definir la metodología para calcular los Costos Marginales de Corto Plazo (CMgCP) que serán utilizados en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones. Dicho procedimiento fue posteriormente modificado mediante la Resolución N° 091-2019-OS/CD publicada el 01 de junio de 2019;

Que, mediante carta COES/D-912-2020 de fecha 22 de diciembre de 2020, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-07, sobre la base de una evaluación a su aplicación en los últimos años, de las auditorías a la metodología para determinar los CMgCP a las que se refiere su segunda disposición complementaria final y los hallazgos del estudio particular realizado por el COES, habiendo identificado oportunidades de mejora, tales como los insumos de entrada al preprocesador, metodologías más robustas, clarificación de determinados temas, reordenamiento de los distintos productos, entre otros;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 341-2021-GRT del 18 de marzo de 2021 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 14 de abril de 2021, el COES remitió, a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin, la carta COES/D-283-2021, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° 164-2021-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-07, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, así como en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 164-2021-OS/CD se otorgó un plazo de veinte (20) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial “El Peruano”, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, en el plazo establecido se recibieron los comentarios y sugerencias de las empresas Engie Energía Perú S.A., Inland Energy S.A.C., Egemsa, Enel Generación Perú S.A.A. y Electroperú S.A., los cuales han sido analizados en el Informe Técnico N° 752-2021-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 752-2021-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 753-2021-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 Osinergmin;

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

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 38-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07), aprobado mediante Resolución N° 179-2017-OS/CD y modificado mediante Resolución N° 091-2019-OS/CD, conforme a lo consignado en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2°.- Establecer el 1 de julio del año 2022 como fecha de entrada en vigencia de las modificaciones al Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07) contenidas en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 3°.- Disponer que, desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución hasta el 30 de junio del año 2022, el COES efectúe la implementación y/o adecuación, realización de las pruebas y validaciones correspondientes a las modificaciones establecidas en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial “El Peruano” y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 752-2021-GRT y el Informe Legal N° 753-2021-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, 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

Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07), aprobado mediante Resolución N° 179-2017-OS/CD

1. Modificar el numeral 1 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para calcular los Costos Marginales de Corto Plazo (CMgCP) que serán utilizados en la liquidación de la valorización de las transferencias de energía activa, la liquidación de los servicios complementarios e inflexibilidades operativas y en otros procesos y reportes del COES.”

2. Modificar los numerales 3.1.1 y 3.2 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

3.1 (...)

3.1.1 Intervalo de CMgCP: Periodo de treinta (30) minutos, el cual a su vez contiene dos Intervalos de Mercado. Cada hora cronológica contiene dos Intervalos de CMgCP.

(...)

3.2 Los términos en singular o plural que 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; en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

(...)

3. Modificar los numerales 4.1.1, 4.1.2 y 4.2 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“4. OBLIGACIONES

4.1 Del COES

4.1.1 Calcular los CMgCP cumpliendo con los plazos y metodología establecidos en el presente Procedimiento.

4.1.2 Poner a disposición de los Participantes el aplicativo desarrollado en el Anexo 1 del presente Procedimiento. Asimismo, pondrá a disposición los archivos que sustentan la determinación de los CMgCP en la misma oportunidad de su publicación.

4.2 De los Participantes

Enviar al COES, en caso corresponda, la información detallada en el numeral 7 del presente Procedimiento Técnico, en los formatos y medios que establezca el COES dentro de los plazos establecidos en este o en el respectivo Procedimiento Técnico que establezca su entrega, así como en la norma que lo regule.”

4. Incorporar el numeral 5 referido a los productos del PR-07 conforme a lo siguiente:

“5. PRODUCTOS

5.1 Publicación de los CMgCP en tiempo real.

- 5.2 Reporte diario de los CMgCP.
- 5.3 Reporte preliminar quincenal de los CMgCP.
- 5.4 Reporte preliminar mensual de los CMgCP.
- 5.5 Informe mensual de los CMgCP.

Estos productos serán publicados en el Portal de Internet del COES.”

5. Modificar y reenumerar el numeral 5 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

6.1 El reporte diario de los CMgCP será publicado en el IEOD, cumpliendo los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 05 “Evaluación del Cumplimiento del Programa Diario de Operación del SEIN” (PR-05).

6.2 El reporte preliminar quincenal de los CMgCP será publicado a más tardar el cuarto día hábil posterior al día 15 del mes de evaluación.

6.3 El reporte preliminar mensual de los CMgCP será publicado a más tardar el tercer día calendario del mes siguiente al mes de evaluación.

6.4 El informe mensual de los CMgCP será publicado y comunicado a los Agentes el quinto día calendario de haber culminado el mes de evaluación.”

6. Modificar y reenumerar el numeral 6 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“7. INFORMACIÓN UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DEL CMgCP

Para la determinación del CMgCP se utilizará la información detallada en el presente numeral, la cual es obtenida por el COES en aplicación del presente Procedimiento Técnico, de los demás Procedimientos Técnicos del COES y de la normativa que lo regule.

7.1 Información en tiempo real remitida por los Agentes.

Corresponde a aquella información establecida en el numeral 2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

7.2 Costos de las Unidades de Generación.

Corresponde a la representación de costos utilizados en la elaboración del PDO.

7.3 Características Técnicas de las Unidades de Generación.

Corresponde a los datos suministrados en las fichas técnicas de las Unidades de Generación vigentes y aprobadas por el COES.

7.4 Red de Transmisión.

La red de transmisión a utilizarse para la determinación del CMgCP será provista por el Estimador de Estado, de acuerdo con lo estipulado el numeral 8.1.1, y debe incluir a las Barras de Transferencias. En caso de que alguna Barra de Transferencia no esté incluida en dicha red de transmisión se procederá de acuerdo con lo estipulado en el numeral 8.4.”

7. Renumerar y modificar el numeral 7 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“8. METODOLOGÍA

8.1 CÁLCULO DE LOS CMgCP EN SITUACIÓN NORMAL

El proceso de cálculo de los CMgCP del SEIN se realizará para cada Intervalo de CMgCP del día, considerando la última información válida de dicho intervalo, mediante el siguiente conjunto de aplicativos:

- i. Estimador de Estado
- ii. Preprocesador del CMgCP
- iii. Flujo de Carga Óptimo
- iv. Aplicativo que Desagrega los CMgCP

La relación entre ellos se presenta en la Figura 1.

8.1.1 Estimador de Estado

Herramienta cuya solución provee un modelo completo y consistente de las condiciones de la operación real basada en mediciones en tiempo real (entradas observables) y en modelos matemáticos que son propios de los sistemas eléctricos de potencia. Además, provee una solución con menor error que las medidas originales.

El Estimador de Estado provee la base para el cálculo de los CMgCP, proporciona un estado de la red del SEIN para cada Intervalo de CMgCP considerando la topología existente.

Para efectos de la determinación de los CMgCP, el Estimador de Estado debe poseer un ciclo mínimo de actualización de 1 minuto, con una tolerancia de convergencia máxima de 0,05 p.u. y debe entregar la siguiente información para cada Intervalo de CMgCP del día:

- Potencia activa de las Unidades de Generación modeladas (MW).
- Potencia Activa de la demanda de cada Barra modelada (MW).
- Flujos de potencia en las líneas y transformadores modelados (MW).

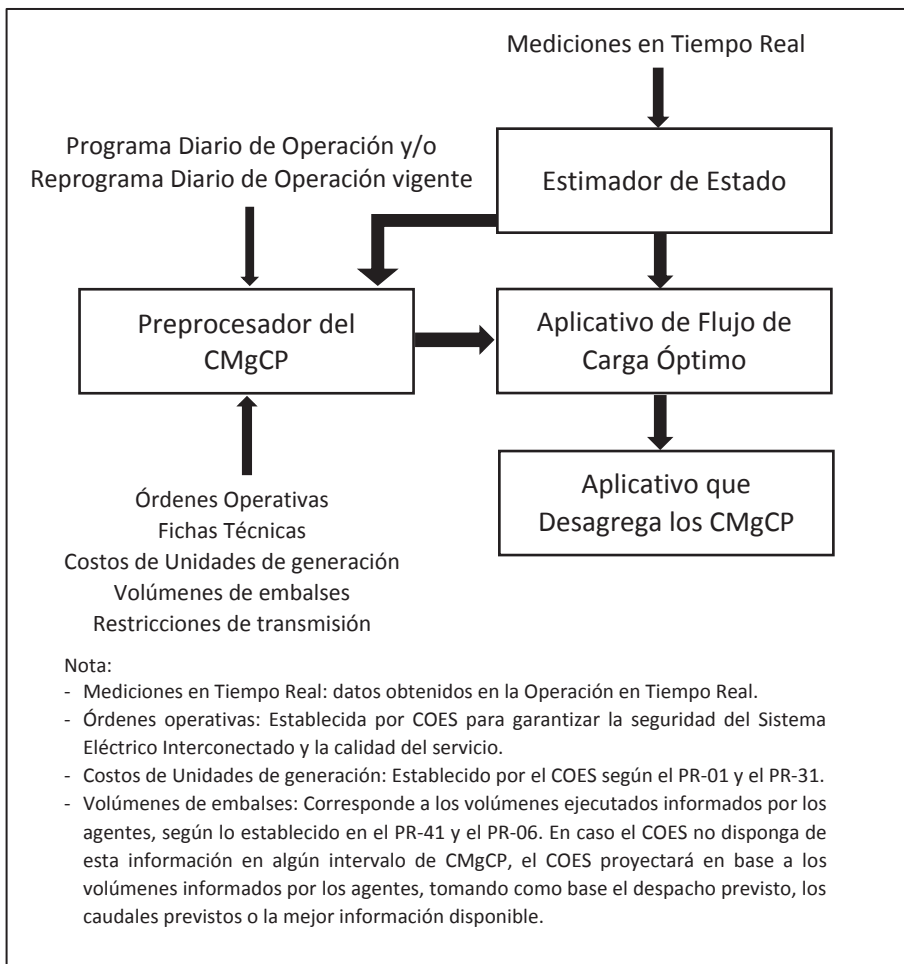


Figura 1. Proceso del Cálculo de los CMgCP

8.1.2 Preprocesador del CMgCP

El Preprocesador del CMgCP determina las Unidades de Generación que serán consideradas para participar en la formación de los CMgCP, además de los periodos con restricciones de transmisión.

Las Unidades de Generación deben cumplir con los siguientes criterios para ser considerados en la formación de los CMgCP:

- Estar sincronizadas al SEIN y haber alcanzado su Generación Mínima Técnica de acuerdo con su ficha técnica.
- Tener la posibilidad de variar su potencia en el Intervalo CMgCP.
- Para el caso de las Centrales de Reserva Fría se deberá tener en cuenta los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 42 "Régimen aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación" (PR-42)

En caso una Unidad de Generación no cumpla con los criterios descritos anteriormente, será representada con una potencia fija en el aplicativo de Flujo de Carga Óptimo considerando su potencia activa igual al valor determinado por el Estimador de Estado.

Para esta sección se debe tener en cuenta las siguientes definiciones de variables:

- P_{max} : Potencia máxima que la Unidad de Generación puede generar.
- P_{min} : Generación Mínima Técnica según ficha técnica
- P_{ee} : Potencia de la Unidad de Generación determinada por el Estimador de Estado.

RPF_{max} : Reserva para RPF considerando su P_{max}, en caso corresponda.

RPF_{min} : Reserva para RPF considerando su P_{min}, en caso corresponda

8.1.2.1 Modelamiento de las Unidades de Generación hidroeléctricas con embalse de regulación

Para el caso de Unidades de Generación hidroeléctricas que dispongan de embalse de regulación, se determinará para cada una de ellas un Volumen de Insensibilidad Superior (VI_{sup}) y un Volumen de Insensibilidad Inferior (VI_{inf}), los cuales se calcularán conforme a las siguientes fórmulas:

$$VI_{sup} = \frac{Min.(P_{max} - P_{min}, 10 * V_{RCarga})}{R} * 600$$

$$VI_{inf} = \frac{Min.(P_{max} - P_{min}, 10 * V_{TCarga})}{R} * 600$$

Estos volúmenes se muestran en la Figura 2.

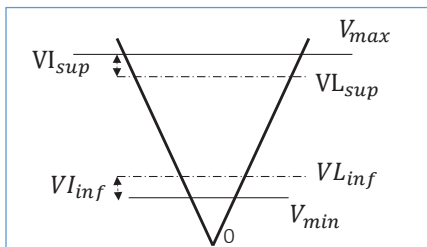


Figura 2. Representación del embalse de regulación

Donde:

R : Rendimiento de la Unidad de Generación considerado en el PDO y/o RDO vigente, dado en MW/(m³/s).

VI_{sup} : Volumen de insensibilidad superior que representa el volumen del embalse que la Unidad de Generación almacenaría ante una reducción de generación durante 10 minutos, teniendo en cuenta su velocidad de reducción de carga y su rendimiento.

VI_{inf} : Volumen de insensibilidad inferior que representa el volumen del embalse que la Unidad de Generación erogaría ante un incremento de generación durante 10 minutos, teniendo en cuenta la velocidad de toma de carga y su rendimiento.

VL_{sup} : Volumen límite superior, se obtiene como la diferencia del V_{max} - VI_{sup}.

VL_{inf} : Volumen límite inferior, se obtiene como la suma del V_{min} + VI_{inf}.

V_{max} : Volumen máximo del embalse considerado en el PDO y/o RDO vigente.

V_{min} : Volumen mínimo del embalse considerado en el PDO y/o RDO vigente.

En caso se cumpla que (VL_{sup}-VL_{inf}<0) en alguna Unidad de Generación, esta será tratada como una Unidad de Generación hidroeléctrica de pasada, por lo que se regirán según lo establecido en el numeral 8.1.2.2

i. Las Unidades de Generación hidroeléctricas con el volumen de su embalse mayor a VL_{inf} y menor a su VL_{sup} serán modeladas con un rango de variación que le permita su velocidad de toma de carga o reducción de carga durante 10 minutos, de acuerdo a lo siguiente:

$$P_{ee} - 10 * V_{RCarga} \leq P \leq P_{ee} + 10 * V_{TCarga}$$

Adicionalmente, el rango de variación de generación será acotado por los límites superior e inferior, de acuerdo a lo siguiente:

Condición general:

$$Límite superior = Max(P_{max} - RPF_{P_{max}}, P_{ee})$$

$$Límite inferior = Mín(P_{min} + RPF_{P_{min}}, P_{ee})$$

Cuando la Unidad de Generación hidroeléctrica esté brindando el servicio de RSF:

Límite superior : Valor de P_{ee} más la potencia que dispone para subir descontando la reserva asignada a subir por RSF.

Límite inferior : Valor de P_{ee} menos la potencia que dispone para bajar sumado la reserva asignada a bajar por RSF.

A estas Unidades de Generación se les asignará el costo de acuerdo con la fórmula:

$$Cmgh = VA * \left[1 + M * \left(\frac{P - P_{ee}}{P_{ee}} \right) \right]$$

Donde:

V_{TCarga} : Velocidad de toma de carga según ficha técnica en MW/min.

V_{RCarga} : Velocidad de reducción de carga según ficha técnica en MW/min.

Cmgh : Costo incremental hidroeléctrico a ser utilizado en el Flujo de Carga Óptimo.

VA : Valor del agua, determinado como el Multiplicador de Lagrange asociado a la ecuación de balance nodal de la barra de inyección de la Unidad de Generación proveniente del PDO y/o RDO vigente para cada periodo de intervalo de CMgCP.

P : Variable de decisión que representa a la potencia de generación de las Unidades de Generación hidroeléctrica en el Flujo de Carga Óptimo y el aplicativo que desagrega los CMgCP.

M : Factor de corrección por desvío de la generación hidroeléctrica, cuyo valor no podrá ser mayor a 0,1 y será determinado según la metodología establecida en el Anexo 3.

Cuando el VA proveniente del PDO y/o RDO vigente es inferior al CVH, el Cmgh asumirá el valor de acuerdo a la fórmula:

$$Cmgh = CVH$$

Donde:

CVH : Costo variable de las centrales hidroeléctricas, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los costos variables de las unidades de generación" (PR-31), o el que lo reemplace.

ii. Las Unidades de Generación hidroeléctricas con el volumen de su embalse mayor a su VL_{sup} o menor a VL_{inf} se les modelará con un rango de variación acotado por límites superiores e inferiores, de acuerdo a lo siguiente:

$$Límite Superior = P_{ee}$$

$$Límite Inferior = P_{min} + RPF_{P_{min}}$$

Se les asignará el Cmgh de acuerdo a la fórmula:

$$Cmgh = CVH$$

8.1.2.2 Modelamiento de las Unidades de Generación hidroeléctricas de pasada

Las Unidades de Generación hidroeléctricas de pasada serán modeladas considerando los límites

superior e inferior y C_{mg} establecidos en la sección ii) del numeral 8.1.2.1.

8.1.2.3 Modelamiento de las Unidades de Generación térmicas consideradas para la formación de los CMGCP

Serán modeladas con un rango de variación que le permita su velocidad de toma de carga o reducción de carga durante 10 minutos, de acuerdo a lo siguiente:

$$P_{ee} - 10 \times V_{RCarga} \leq P \leq P_{ee} + 10 \times V_{TCarga}$$

Adicionalmente, el rango de variación estará acotado por los límites superiores e inferior, de acuerdo a lo siguiente:

Condición general:

$$\text{Límite superior} = \text{Max.}(P_{max} - RPF_{P_{max}}, P_{ee})$$

$$\text{Límite inferior} = \text{Mín.}(P_{min} + RPF_{P_{min}}, P_{ee})$$

Cuando la Unidad de Generación térmica esté brindado el servicio de RSF:

Límite superior : Valor de P_{ee} más la potencia que dispone para subir descontando la reserva asignada a subir por RSF.

Límite inferior : Valor de P_{ee} menos la potencia que dispone para bajar sumado la reserva asignada a bajar por RSF.

8.1.2.4 Unidades de Generación con RER consideradas para la formación de los CMGCP.

Deben estar sincronizados al SEIN y tener la posibilidad de variar su potencia en el Intervalo de CMGCP. Se les modelará con un rango de variación acotado por los siguientes límites:

$$\begin{aligned} \text{Límite superior} &= P_{ee} \\ \text{Límite inferior} &= P_{min} \end{aligned}$$

En caso no se disponga de P_{min} en la ficha técnica, se le atribuirá el valor de 0.

Se les asignará su costo de acuerdo con el artículo 1 del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

8.1.2.5 Unidades de Cogeneración

- Cuando operan para producir calor útil

Deben estar sincronizadas al SEIN y serán representadas con una potencia fija igual al valor determinado por el Estimador de Estado.

- Cuando operan sin producir calor útil

Deben estar sincronizadas al SEIN, para efectos del presente procedimiento, se tratará como una unidad de generación térmica conforme al numeral 8.1.2.3 anterior y en caso de ser RER, se tratará conforme al numeral 8.1.2.4 anterior.

8.1.2.6 Restricciones de Transmisión

- El valor o valores a utilizarse como límite o frontera en el Flujo de Carga Óptimo para un elemento o restricción correspondiente a un conjunto de elementos de transmisión, provenientes de la programación y/o reprogramación diaria vigente será igual al que determine el Estimador de Estado, siempre y cuando el COES establezca que se activó dicho límite o frontera en cada periodo.

8.1.3 Aplicativo de Flujo de Carga Óptimo

El modelo de Flujo de Carga Óptimo determinará

un CMGCP para cada Intervalo de CMGCP del día, para las barras modeladas del SEIN, tomando como insumo el estado de la red proporcionada por el Estimador de Estado y el resultado obtenido por el Preprocesador del CMGCP para dicho intervalo.

Las características técnicas mínimas que debe cumplir el Flujo de Carga Óptimo son las siguientes:

1. Flujo de carga en DC que consideren las pérdidas eléctricas de transmisión longitudinales y transversales.

2. Representación de los costos de las Unidades de Generación, incluyendo en estas representaciones los modos de operación de dichas unidades.

3. Consideración de los límites mínimos y máximos de potencia generada por las Unidades de Generación calculados según el presente procedimiento.

4. Consideración de las restricciones de flujos de potencia transmitidas en los enlaces indicadas en el numeral 8.1.2.6 del presente procedimiento.

5. El Flujo de Carga Óptimo considerará una unidad generadora ficticia y una demanda ficticia por cada barra con demanda, ambas con una potencia ilimitada y con costo variable igual al costo de racionamiento. Si por alguna circunstancia en la solución del Flujo de Carga Óptimo una unidad generadora ficticia o una demanda ficticia obtuviera un valor de potencia distinta de cero en alguna barra de demanda, se procede de la siguiente manera según sea el caso:

a. En caso de generación ficticia, dicha potencia debe ser restada a la demanda de la barra correspondiente y se procederá a ejecutar nuevamente el Flujo de Carga Óptimo.

b. En caso de demanda ficticia, dicha potencia debe ser incorporada como incremento de demanda en la barra correspondiente. Luego se procederá a ejecutar nuevamente el Flujo de Carga Óptimo.

8.1.4 Aplicativo que Desagrega los CMGCP

Una vez determinado el Flujo de Carga Óptimo, el Aplicativo que Desagrega los CMGCP es responsable de individualizar los CMGCP en dos componentes: i) Costos Marginales de Energía; y, ii) Costos Marginales de Congestión.

Este aplicativo debe poseer las siguientes características:

i. Modelamiento de flujo de carga en DC que consideren las pérdidas de transmisión.

ii. Considerar el efecto de las pérdidas de transmisión en los CMGCP.

iii. Los Costos Marginales de Congestión no deberán variar al cambiar la barra de referencia.

El Aplicativo que Desagrega los CMGCP se implementará conforme a la formulación matemática establecida en el Anexo 1 del presente procedimiento.

8.2 CÁLCULO DE LOS CMGCP CONSIDERANDO INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

En caso se produzcan Intercambios Internacionales de Electricidad, el cálculo de los CMGCP deberá tomar en cuenta un Flujo de Carga Óptimo que considere los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN" (PR-43) o el que lo reemplace.

8.3 CÁLCULO DE LOS CMGCP EN SISTEMAS AISLADOS

Cuando se formen temporalmente sistemas aislados en el SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES calculará los CMGCP en dichos subsistemas aplicando la misma metodología establecida en el presente procedimiento.

Para sistemas aislados con centrales que no tengan la capacidad de determinar el CMGCP, los CMGCP de las barras del sistema aislado serán iguales al CMGCP

disponible de la barra más cercana en términos de impedancia eléctrica expresada en valor “por unidad” (p.u.).

Para determinar la impedancia eléctrica se considerará la topología completa de la red de transmisión en el Intervalo CMgCP; es decir, sin desconexiones por fallas, mantenimientos o configuraciones especiales.

8.4 CMgCP EN BARRAS DE TRANSFERENCIA NO INCLUIDAS EN EL ESTIMADOR DE ESTADO

El $CMgCP_j$, correspondiente a la barra “j”, la cual no ha sido considerada en la topología de red del Estimador de Estado, se determinará considerando las siguientes fórmulas:

$$CMgCP_j_Energia = CMgCP_i_Energia \times FN_{ji}$$

$$CMgCP_j_Congestion = CMgCP_i_Congestion$$

$$CMgCP_j = CMgCP_j_Energia + CMgCP_j_Congestion$$

Siendo la barra “i” la más cercana eléctricamente conectada a la barra “j”.

Donde:

$CMgCP_Energia$: Componente de Energía del CMgCP de la Barra “j” no considerada en la topología de la red del Estimador de Estado.

$CMgCP_Energia$: Componente de Energía del CMgCP de la Barra “i” considerada en la topología de la red del Estimador de Estado.

$CMgCP_Congestion$: Componente de congestión del CMgCP de la Barra “j” no considerada en la topología de la red del Estimador de Estado.

$CMgCP_Congestion$: Componente de congestión del CMgCP de la Barra “i” considerada en la topología de la red del Estimador de Estado.

FN_{ji} : Factor nodal de la Barra “j” relativo a la Barra “i”. Se calcula según el Anexo 2”

8.5 CMgCP EN BARRAS DE TRANSFERENCIA DESENERGIZADAS

Cuando una barra no cuente con CMgCP debido a que dicha barra estuvo desenergizada, el CMgCP de dicha barra será igual al CMgCP disponible de la barra más cercana en términos de impedancia eléctrica expresada en valor “por unidad” (p.u.). La impedancia eléctrica se determina según lo indicado en el tercer párrafo numeral 8.3.

8.6 CÁLCULO DE LOS CMgCP ANTE INFORMACIÓN INEXACTA

En caso el COES detecte la existencia de información inexacta para el cálculo de los CMgCP, el COES deberá corregir la misma y publicará en el portal web del COES la respectiva revisión de los CMgCP; para ello, el COES procederá de la siguiente manera:

8.6.1. Cuando se presente información inexacta en el preprocesador:

Se reemplazarán los parámetros inexactos y se recalcularán los CMgCP. En este caso, el COES considerará información consistente para los recálculos de los CMgCP.

8.6.2. Cuando se presente información inexacta en el Estimador de Estado:

Se reemplazará dicha información inexacta con la mejor información que disponga el COES, para lo cual se podrá hacer uso de la información enviada para el IEOD, la información solicitada a los Participantes sobre alguna

variable específica o la información contenida en otro caso del Estimador de Estado representativo para el Intervalo de CMgCP, para efectos de recalcular los CMgCP.

El informe mensual, establecido en el numeral 5, deberá contener el sustento respectivo de las revisiones.

8.7 OBSERVACIONES DE LOS PARTICIPANTES

Los Participantes podrán presentar sus observaciones a los productos indicados en los numerales 5.1 al 5.4 hasta el cuarto día calendario del mes siguiente al mes de evaluación. Estas observaciones serán evaluadas por el COES y en caso de ser procedentes, recalculará y publicará en su portal web la respectiva revisión de los CMgCP.

El informe mensual, establecido en el numeral 5.5, deberá contener el sustento respectivo de las revisiones.

8.8 COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO CONSIDERADOS EN EL INTERVALO DE MERCADO

El costo marginal por barra para cada Intervalo de Mercado corresponderá a los valores de los CMgCP determinados para cada Intervalo de CMgCP conforme a los numerales 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6 y 8.7. Para los Intervalos de Mercado donde no existan CMgCP, se considerará el valor del CMgCP del Intervalo de CMgCP inmediato posterior.

Adicionalmente, cuando se presenten congestiones en enlaces que se conecten de manera radial al SEIN durante un Intervalo de CMgCP por más de 15 minutos y menos de 30 minutos, y que por efecto de ello haya operado una Unidad de Generación, los CMgCP en el Intervalo de Mercado comprendido deberá considerar la restricción de transmisión de dicho elemento; para ello, el CMgCP del Intervalo de Mercado podrá asumir el valor del CMgCP anterior o posterior, en función a quien contenga la congestión.

8. Modificar la Segunda Disposición Complementaria Final del PR-07 conforme a lo siguiente:

“**Segunda.**- Sin perjuicio de la función de supervisión que corresponde a Osinergmin, la Oficina de Perfeccionamiento Técnico del COES deberá considerar una auditoría a la Metodología contenida en el numeral 8 del presente procedimiento dentro de su Plan de Trabajo, cada dos años, o cuando se presenten cambios en la normativa del Mercado Mayorista de Electricidad referidos al tratamiento de los CMgCP. Dicho resultado será informado a Osinergmin en el mes de agosto del año correspondiente, con la finalidad de evaluar el desempeño y proponer mejoras de ser el caso.”

9. Modificar el Anexo 1 del PR-07 conforme a lo siguiente:

“ANEXO 1

APLICATIVO QUE DESAGREGA EL CMGCP

Los CMgCP deberán corresponder a un modelo de optimización matemático que represente la generación, demanda y transmisión.

Si bien, los CMgCP por Barra no se modifican (...)

El primer caso (...) y shift factors, mediante las cuales resulta posible obtener la descomposición de los CMgCP. La metodología que se presenta a continuación (...)

$$Loss = LF_W^T * (P - L) + offset_W, \quad (\tau)$$

$$T_W(P - L - D * Loss) \leq T^{max}, \quad (\mu)$$

$$m_1[T_W(P - L - D * Loss)] + b_1 \leq P, \quad (\pi)$$

$$m_2[T_W(P - L - D * Loss)] + b_2 \geq P, \quad (\sigma)$$

(...)

T^{max} : Vector de flujos de potencia máximas en los elementos de transmisión o conjunto de elementos de transmisión.

(...)

$\lambda, \tau, \mu, \pi, \sigma$: Multiplicadores de Lagrange.

m_1, b_1, m_2, b_2 : Parámetros que definen la región de seguridad, proveniente desde la programación y/o reprogramación diaria.

(...)

La Componente de Energía se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$\tau \times (1 - LF_W) \dots \dots (3)$$

La Componente de Congestión se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$\begin{aligned} & [T_W^T - (T_W \times D \times e^T)^T] \times \mu \\ & + [m_1 \times T_W^T - (T_W \times D \times e^T)^T] \times \pi \\ & - [m_2 \times T_W^T - (T_W \times D \times e^T)^T] \times \sigma \dots \dots (4) \end{aligned}$$

(...)"

10. Modificar pie de página del Anexo 1 del PR-07 conforme a lo siguiente:

"Elaborado sobre la base de lo establecido en la publicación académica de Eugene Litvinov, Tongxin Zheng, Gary Rosenwald, Payman Shamsollahi, Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE Transactions on power system, Vol. 19, N°2, May 2004."

11. Incorporar el ANEXO 2 "METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES NODALES" al PR-07, conforme a lo siguiente:

"ANEXO 2

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES NODALES

1. Periodicidad de cálculo

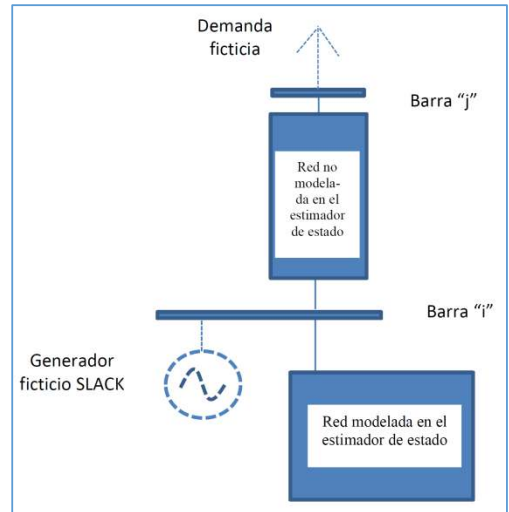
Los factores nodales se calcularán en cada periodo de avenida y estiaje, considerando los periodos de base, media y punta del día, en concordancia con los periodos señalados en el Procedimiento Técnico del COES N° 03: "Pronóstico de la demanda a corto plazo del sistema eléctrico Interconectado Nacional" (PR-03) o el que lo reemplaza.

Si durante el transcurso de los periodos de avenida o estiaje, se modifica la topología de la red que involucra una Barra de Transferencia no modelada en el Estimador de Estado, entonces dicho factor nodal será actualizado. Asimismo, si en el transcurso de los periodos se requiera un nuevo factor nodal, este se calculará y será vigente durante dicho periodo.

2. Metodología de cálculo

La determinación de los factores nodales se realiza a través de la solución de un flujo de potencia del sistema eléctrico, este debe poseer una topología de red que incluya las barras no consideradas en el Estimador de Estado. Para este fin, se utilizará como base el caso del análisis eléctrico del Programa Diario de Intervenciones de un día ordinario (no feriado), en concordancia con lo señalado en el Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronóstico de la demanda a corto plazo del sistema eléctrico Interconectado Nacional" (PR-03) o el que lo reemplaza, correspondiente a la semana operativa anterior a la semana donde entrará en vigencia el factor nodal.

Figura 1. Cálculo de factor nodal



Para la determinación de los factores nodales, se seguirán los siguientes pasos:

a) Sobre el programa de intervenciones elegido, se añadirá un generador ficticio en la barra "i" y una demanda ficticia en la barra "j" con potencia 0 y factor de potencia unitario.

b) Se simulará el flujo de potencia considerando el generador ficticio como único generador Slack. El valor de potencia del generador ficticio se denominará: G_i .

c) Se procederá a incrementar la demanda ficticia en $\Delta Dem = 1$ MW y se volverá a simular el flujo de potencia considerando el generador ficticio como único generador Slack. El valor de potencia del generador ficticio se denominará: G_i .

d) Con los valores obtenidos se calculará el factor nodal, según:

$$FN_{ji} = 1 + \frac{\Delta Perdidias}{\Delta Dem} = 1 + \frac{G_f - G_i - \Delta Dem}{\Delta Dem}$$

Si en caso no fuera posible obtener convergencia en el flujo de potencia, se reducirá el valor de incremento de demanda ΔDem .

3. Nota Complementaria

Si luego de aplicar lo estipulado en el numeral anterior, no se logre que en alguno de los periodos el flujo de potencia converja por motivos diversos, se procederá a utilizar para dichos periodos, un caso de análisis eléctrico del Programa Diario de Intervenciones de otro día típico ordinario (no feriado).

4. Publicación de resultados

Los factores nodales serán publicados como parte del Informe mensual establecido en numeral 5.5 del procedimiento."

12. Incorporar el ANEXO 3 "METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR DESVÍO DE LA GENERACIÓN HIDROELECTRICA" al PR-07, conforme a lo siguiente:

"ANEXO 3

METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR DESVÍO DE LA GENERACIÓN HIDROELECTRICA

1. Periodicidad de cálculo

El Factor de Corrección por desvío (M) se calculará mensualmente considerando los datos ejecutados de los CMgCP del mes anterior al mes de evaluación (mes_{m-1}).

y será utilizado en el cálculo de los CMgCP del mes en evaluación (mes_m).

Los casos considerados serán los de la última semana del (mes_{m-1}) y tomarán como base los horarios considerados para el periodo de mínima, media y punta, de los análisis eléctricos de los Programas Diarios de Intervenciones de la semana en mención, obteniendo una muestra de veintinueve (21) casos.

2. Metodología de cálculo

La determinación del Factor M se realiza teniendo en cuenta lo siguiente.

i) Para cada caso $u = \{1, 2, \dots, 21\}$ se determina un M_u de acuerdo con los siguientes pasos:

Se realizan simulaciones para cada horario indicado en el numeral 1 precedente, considerando distintos valores de "M" acotados en el siguiente rango con pasos de 0,01:

$$M_i = 0,01 + \text{paso} \times (i - 1), \quad i = 1 \dots 10$$

El valor máximo de "M" será 0,1.

Se determina la desviación porcentual de cada Unidad de Generación hidroeléctrica con referencia a la generación determinada por el estimador de estado y se asignan los valores de 0 o 1 según lo siguiente:

$$k_{ij} = \begin{cases} 1; & \text{cuando: } 0 < \left| \frac{Pee_j - P^*_j}{Pee_j} \right| \times 100\% < 25\% \\ 0; & \text{para el resto de casos} \end{cases}$$

Donde:

j : Índice de la Central Hidroeléctrica

i : Índice de la Simulación

Pee_j : Potencia determinada por el estimador de estado de la Central Hidroeléctrica j

P^*_j : Potencia resultante del flujo óptimo de la Central Hidroeléctrica j

Después se determina la suma de k_{ij} para cada simulación i .

$$L_i = \sum_j k_{ij}$$

Por último, se determina para que valor de "M", el "L i " es mayor.

$$\max(L_1, L_2, \dots, L_{10}) = L_m$$

El M_u resultante se determina conforme:

$$M_u = M_i, \quad \text{para } i = m$$

En caso existan más de un valor para M que cumplan con la condición anterior, es decir que determinen el "L i " mayor, se tomará el menor valor para M.

El Factor de Corrección por desvío (M) será el promedio de los M_u resultantes de la sección anterior:

$$M = \frac{\sum_{u=1}^{21} M_u}{21}$$

3. Publicación de Resultados

El factor de corrección por desvío de la generación hidroeléctrica "M" será incluido y publicado en el Informe mensual establecido en el numeral 5.5."

Modifican la Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 218-2020-OS/CD, que aprobó la Norma "Manual de Costos basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 245-2021-OS/CD

Lima, 16 de diciembre de 2021

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 3.1.c) de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, y por el artículo 22 y el inciso n) del artículo 52 del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General del Osinergmin; en el ámbito y en la materia de sus competencias, el Consejo Directivo del Osinergmin tiene la facultad de dictar normas —de carácter general y particular—, reglamentos, resoluciones y directivas referidas a los intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, según el artículo 31.d) del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, "LCE"), los titulares de concesiones y autorizaciones están obligados a presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento de la LCE (en adelante, "RLCE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, en el último párrafo del artículo 30 de la LCE se dispone que, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en dicha norma, las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica (en adelante, "EDE") deben implementar contabilidad separada, diferenciando los sistemas eléctricos rurales (en adelante, "SER") que administran del resto de sistemas eléctricos de distribución a su cargo;

Que, mediante el artículo 59 del RLCE se ordena a los concesionarios y titulares de autorizaciones, cuyos precios sean regulados, a presentar a Osinergmin los estados financieros y otras informaciones que consideren convenientes, siendo de cargo del Organismo Regulador establecer los formatos y los medios tecnológicos para la remisión de la información;

Que, en el artículo 34.d) del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural (en adelante, "RLGER"), emitido a través del Decreto Supremo N° 018-2020-EM, se señala que las EDE deben implementar un sistema de costos basado en actividades para los SER de acuerdo con el procedimiento que para tal caso apruebe el Osinergmin, diferenciando en cada SER: las actividades de operación, mantenimiento y gestión comercial; así como los costos indirectos y otras actividades que desarrollen;

Que, en el artículo 34.e) de la RLGER se indica que las EDE deben remitir la información comercial y el registro contable al Osinergmin según los formatos y medios que establezca el procedimiento de dicho organismo regulador, el que debe precisar los impulsores de costos "costs drivers" que permitan la asignación correcta de los costos indirectos;

Que, de acuerdo con el artículo 80 de la LCE, en sistemas aislados, las EDE que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda están obligadas a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación, transmisión y distribución;

Que, través de la resolución del Consejo Directivo del Osinergmin N° 218-2020-OS-CD (en adelante, "Resolución 218"), se aprobó la Norma "Manual de Costos basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica" (en adelante, "Manual de Costos"), cuya finalidad es proporcionar a las EDE los códigos contables para el registro de las actividades que realizan, de acuerdo con la estructura de códigos