



Gerencia de Regulación de Tarifas
Av. Jorge Chávez 154 - Miraflores

Informe N° 475-2024-GRT

Modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 01 y 09

(Prepublicación)

Junio 2024

Resumen Ejecutivo

El 29 de enero de 2024, el COES remitió a Osinergmin, mediante carta COES/D-076-2024, la propuesta de modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 01 “Programación de la Operación de Corto Plazo” (PR-01) y N° 09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real” (PR-09), y del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (“Glosario”) aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, a fin de incluir en el criterio a utilizar para la reducción de generación RER en los casos en los que la producción de estas tecnologías en algún punto del SEIN sobrepasen la capacidad del sistema de transmisión, teniendo en cuenta que es posible que pueden existir más de una empresa de generación que pueda verse afectada en sus inyecciones y, que si no se define correctamente la forma de distribuir la obligación de reducir generación, podría originar controversias respecto a forma en que deben ser despachadas estas centrales, lo cual haría más predecible para los agentes el tratamiento de estos casos.

De conformidad con el numeral 8.1 de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinergmin remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-01 y PR-09, mediante Oficio N° 403-2024-GRT del 5 de marzo de 2024, otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-331-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-01 y PR-09.

En el presente informe se presentan los aspectos técnicos que sustentan la propuesta de modificación del PR-01, PR-09 y del GLOSARIO; así como, el análisis de la subsanación del COES a las observaciones a la propuesta.

Contenido

1. Antecedentes.....	4
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-01 y PR-096	
2.1 Identificación del Problema.....	6
2.2 Alternativas de Solución y Análisis.....	8
2.2.1 Alternativa 1 – Mantener el Modelamiento Actual	9
2.2.2 Alternativa 2 – Vertimiento Proporcional	10
2.2.3 Alternativa 3 –Prelación para el Vertimiento.....	11
2.2.4 Comparación de Alternativas.....	13
2.3 Análisis de Impactos de las Alternativas Seleccionadas.....	14
2.4 Monitoreo y evaluación.....	14
2.5 Propuesta de modificación del PR-01 y PR-09.....	14
3. Conclusiones.....	17
Anexo 1.....	20
I. Observaciones Generales.....	21
II. Observaciones Específicas.....	23

1. Antecedentes

Mediante la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, se dispuso 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, para su aprobación por Osinergmin.

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

En ese sentido, 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. La Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

Por otro lado, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (“GLOSARIO”).

En el marco de la Guía, mediante la Resolución N° 244-2014-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 01 “Programación de la Operación de Corto Plazo” (PR-01) cuyo objetivo es establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como

garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente.

Asimismo, mediante la Resolución N° 086-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real” (PR-09) cuyo objetivo es los criterios y lineamientos que el COES y los Agentes deben cumplir en atención de la función de coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN, manteniendo criterios de seguridad, calidad y economía.

De la aplicación del PR-01 y la inclusión de las centrales RER en el parque generador del SEIN, el COES mediante carta COES/D-076-2024 del 29 de enero de 2024 presentó una modificación del PR-01 y por consecuencia la modificación del PR-09 y del GLOSARIO sustentando que es necesario incluir en el criterio a utilizar para la reducción de generación RER en los casos en los que la producción de estas tecnologías en algún punto del SEIN sobrepasen la capacidad del sistema de transmisión, teniendo en cuenta que es posible que pueden existir más de una empresa de generación que pueda verse afectada en sus inyecciones y, que si no se define correctamente la forma de distribuir la obligación de reducir generación, podría originar controversias respecto a forma en que deben ser despachadas estas centrales, lo cual haría predecible para los agentes el tratamiento de estos casos.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 403-2024-GRT del 5 de marzo de 2024 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-01 y PR-09 otorgándole un plazo de veinte y cinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-331-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-01 y PR-09.

Finalmente, en el presente informe se efectúa el análisis de la subsanación de las observaciones a la propuesta, con la finalidad de proponer la versión definitiva del proyecto de modificación del PR-01, PR-09 y GLOSARIO a ser publicado, con la finalidad que los interesados remitan sus comentarios.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-01 y PR-09

2.1 Identificación del Problema

En los últimos años, el SEIN ha venido incorporando progresivamente centrales de Generación No Convencional basadas en Recursos Energéticos Renovables (Centrales RER) no gestionables a la matriz de generación eléctrica y cuyo costo variable es cero (0), concentrándose en aquellos lugares en los que las condiciones meteorológicas y climáticas sean las más propicias para su explotación.

Según la información entregada por los agentes al COES, en cumplimiento de sus obligaciones se puede identificar una importante cartera de proyectos de centrales eólicas en el departamento de Ica y de centrales solares fotovoltaicas en los departamentos de Moquegua y Tacna, lo cual ha puesto bajo análisis la capacidad de la red de transmisión para la evacuación de todo este potencial energético.

Frente a lo mencionado, en el largo plazo, el Plan de Transmisión 2023 – 2032 recomendó el ingreso de los siguientes proyectos:

- Proyecto “Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma – Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas”.
- Proyecto “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV y FACTS Serie en SE Bicentenario”.
- Proyecto “Enlace 500 kV Chilca CTM – Bicentenario – Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas, FACTS Serie en SE Bicentenario y Ampliación en SE Colectora (segundo transformador)”.
- Proyecto “Nueva SE Hub San José 500/220 kV”.

De acuerdo con el Plan de Transmisión 2023 – 2032, estos proyectos, cuya conexión está prevista en el año 2032, permitirán evacuar la producción de hasta 3260 MW de nuevos proyectos de Centrales RER en el área de influencia Ica – Marcona y de hasta 1750 MW de nuevos proyectos de Centrales RER en el área de influencia de San José. Sin embargo, mientras no se concreten estos proyectos, como otros previstos en el Plan de Transmisión, se prevén congestiones en el sistema de transmisión asociados con el ingreso de nuevos proyectos de Centrales RER en el corto y mediano plazo.

Como muestra de que esta situación está por presentarse, se puede mencionar lo siguiente:

- El Estudio de Operatividad (EO) para la conexión al SEIN del proyecto “Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW” fue aprobado condicionado a que se implemente un “Esquema de Desconexión Automática de Generación” (EDAG) de activación Rápida y activación lenta a fin de reducir las sobrecargas mayores al 120% que se presentan en las líneas de transmisión L-2211 (Derivación – Ica) o L-2312 (Derivación – Marcona) de 220 kV ante contingencias. Asimismo, en condiciones normales de operación, cuando el flujo por las líneas de transmisión L-2211 o L-2312 supere el 100% de su capacidad, esta central debe disponer de una señal que bloquee el incremento de la generación de la central.
- El Estudio de Operatividad (EO) para la conexión al SEIN del proyecto “Central Eólica Expansión Punta Lomitas de 36,4 MW” fue aprobado condicionado a que se integre con el EDAG del proyecto mencionado en el ítem anterior y que, en condiciones normales de operación, cuando la carga por las líneas de transmisión L-2211 o L-2312 supere el 100% de su capacidad, se disponga de una señal que bloquee el incremento de generación de la C.E. Expansión Punta Lomitas.
- El Estudio de Pre-Operatividad (EPO) para la conexión al SEIN del proyecto “Parque Eólico San Juan de 135,7 MW” fue aprobado condicionado a que se implemente un “Esquema de Reducción Automática de Generación” (ERAG) que actúe ante sobrecarga en el autotransformador de potencia 500/220 kV de la subestación Poroma y/o en la línea de transmisión L-2211 (Ica – Marcona) de 220 kV. El esquema debe tener la capacidad de operar de manera autónoma como coordinada con otros esquemas de proyectos similares a través de un sistema de control centralizado.

Asimismo, teniendo en cuenta la normativa a vigente, se tiene que cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) El artículo 95 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que los programas de operación derivan de estudios que preserven la seguridad y calidad del servicio del sistema que lleven a minimizar los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.
- b) El numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley N° 28832 menciona que: “El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo”.

- c) El Artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1002 indica que la generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).
- d) El numeral 1.26 del artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM, menciona que toda generación con RER tiene prioridad en el despacho diario de carga que efectúa el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0), independientemente si el Generador RER es Adjudicatario o no. Asimismo, el numeral 1.11 del Artículo 1 de esta misma norma señala que la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER es aquella energía que el Generador RER no puede inyectar al SEIN por disposiciones del COES y/o por condiciones de operación del sistema eléctrico, entre otros.
- e) El literal a) del numeral 5.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 38 “Determinación de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER” (PR-38) establece que los periodos de interrupción o reducción de la producción de centrales de generación con RER a ser considerados para la determinación de la EDI son originados, entre otros, por disposiciones del COES y/o por condiciones de operación del SEIN.

En concordancia a lo descrito, la propuesta de modificación del PR-01 consiste en incluir el criterio a utilizar para la reducción de generación RER en los casos en los que la producción de estas tecnologías en algún punto del SEIN sobrepasen la capacidad del sistema de transmisión, teniendo en cuenta que es posible que pueden existir más de una empresa de generación que pueda verse afectada en sus inyecciones y, que si no se define correctamente la forma de distribuir la obligación de reducir generación, podría originar controversias respecto a forma en que deben ser despachadas estas centrales, lo cual haría más predecible para los agentes el tratamiento de estos casos.

Cabe tener en cuenta que con la propuesta de modificación del PR-01 no se introduce ninguna nueva situación que pudiera afectar a los Generadores RER, debido a que la normativa vigente se encuentra reconocidas situaciones de periodos de interrupción o reducción de generación RER por disposición del COES y/o condiciones del sistema eléctrico, tal y como lo sería la reducción de generación RER ante supuestos de sobrecarga en los sistemas de transmisión. Estos escenarios ya han sido reconocidos como Energía Dejada de Inyectar.

Adicionalmente, cabe señalar que con la propuesta de modificación del PR-01 se tiene como propósito preservar la seguridad del SEIN, en cumplimiento de la normativa señalada en los literales a) y b) del presente ítem.

2.2 Alternativas de Solución y Análisis

Como alternativas de la forma en la que se debería reducir la generación disponible frente a los casos en los que se vea superada la capacidad del sistema de

transmisión, se han planteado las siguientes alternativas de reducción de la generación:

- a) Mantener el modelamiento actual (no hacer cambios en el modelo).
- b) Vertimiento Proporcional (Shared Percentage).
- c) Prelación para el vertimiento (Last In First Out).

Aunque es cierto que la alternativa a) de mantener el modelamiento actual, puede derivar intuitivamente que no es necesaria una modificación del procedimiento, su elección como la forma de reducir generación deberá ser especificada en la norma. Esto se hace necesario para resaltar que la solución al problema de optimización a través del modelo Yupana seguirá haciendo uso de las ecuaciones incorporadas desde su puesta en servicio, sin incluir algún criterio o parámetro adicional para optimizar el despacho de las centrales de generación de costo variable cero (0).

2.2.1 Alternativa 1 – Mantener el Modelamiento Actual

El modelamiento actual basa la decisión de vertimiento de los generadores en su influencia respecto de la reducción de costo operativo del sistema. Es decir, limita la generación de las centrales RER cuya producción no impacta en la reducción del costo operativo total, lo cual, en muchos casos está alineado con la utilización máxima de la capacidad de los equipos de transmisión disponible.

Es claro que para esta alternativa, no es necesario realizar cambios al modelamiento matemático o la interfaz del software de despacho ya que corresponde a la elaboración del despacho de mínimo costo convencional el cual viene utilizándose desde la puesta en servicio del modelo de optimización y cuya funcionalidad ha sido mostrada en la optimización del Vertimiento hidráulico de los embalses modelados, el cual determina la operación de las centrales hidráulicas y cuya validez no ha sido cuestionado ni objetada por los Agentes.

- a) Ingreso de datos adicionales:

No hay datos nuevos por agregar al modelamiento o la interfaz de usuario

- b) Restricciones matemáticas en el modelamiento:

Restricciones:

$$\text{Rest1: } 0 \leq Pncr_{Unc,t} \leq Pnc_{Unc,t}; \forall Unc, \forall t \in T$$

Donde:

$Pncr_{Unc,t}$: Variable que indica la potencia de despacho de la unidad Unc en la etapa t .

$Pnc_{Unc,t}$: Parámetro que indica la potencia disponible de la unidad Unc en la etapa t .

Con relación a una unidad de generación RER Unc , la Rest1 establece que su generación en la etapa t está limitada superiormente por su generación prevista $Pnc_{Unc,t}$, y por debajo por cero.

c) Principales resultados obtenidos de la simulación:

Como resumen, se muestra en la Tabla 1 los principales resultados con respecto al costo Total Operativo y Vertimiento Total Acumulado para cada escenario:

Tabla 1. Principales resultados Obtenidos simulación según Modelamiento Actual

MODELAMIENTO ACTUAL	PDO 18/01/2023	PDO 13/02/2023	PDO 26/02/2023	PDO 30/04/2023	PDO 01/08/2024	PDO 01/08/2024 (Sensibilidad 1)	PDO 30/04/2024 (Sensibilidad 2)
Costo Total Operativo [miles USD]	1 933.00	1 398.23	1 347.85	1 675.24	2250.87	2272.7	2255.98
Vertimiento Total [MWh]	913.9	547.5	2 102.2	857.6	267.9	31.35	102.66

2.2.2 Alternativa 2 – Vertimiento Proporcional

Esta alternativa propone compartir el vertimiento de manera proporcional entre un conjunto de generadores, los cuales contribuyen a copar la capacidad del equipo del sistema de transmisión.

La proporcionalidad se hace en base a la potencia disponible (prevista) en el instante que se presenta la restricción.

Para la implementación de esta alternativa, es necesario realizar los siguientes cambios importantes en el modelo de despacho:

a) Ingreso de datos adicionales:

Se deben de definir los grupos de generadores que participarán de esta restricción. Esta restricción requiere de modificación en la interfaz de usuario.

b) Restricciones matemáticas en el modelamiento:

Restricciones:

$$\text{Rest1: } 0 \leq Pncr_{Unc,t} \leq Pnc_{Unc,t}; \forall Unc, \forall t \in T$$

Donde:

$Pncr_{Unc,t}$: Variable que indica la potencia de despacho de la unidad Unc en la etapa t .

$Pnc_{Unc,t}$: Parámetro que indica la potencia disponible de la unidad Unc en la etapa t .

Con relación a una unidad de generación RER Unc , la Rest1 establece que su generación en la etapa t está limitada superiormente por su generación prevista $Pnc_{Unc,t}$, y por debajo por cero.

Para el modelamiento del vertimiento RER, se considera un grupo (*Group*) de unidades Unc afectadas de un factor proporcional respecto de su potencia disponible $Pncr_{Unc,t}$. Se considera las siguientes ecuaciones:

Restricciones:

$$\text{Rest1: } 0 \leq Pncr_{Unc,t} \leq Pnc_{Unc,t}; \forall Unc, \forall t \in T$$

$$\text{Rest2: } P_{ncrUnc,t} + P_{excUnc,t} = P_{ncUnc,t}; \forall Unc \in Group; \forall t \in T$$

$$\text{Rest3: } P_{excUnc,t} = \sum_{Unc \in Group} P_{ncUnc,t} \left(\frac{P_{ncUnc,t}}{\sum_{Unc \in Group} P_{ncUnc,t}} \right); \forall Unc \in Group; \forall t \in T$$

Donde:

$P_{ncrUnc,t}$: Variable que indica la potencia de despacho de la unidad Unc en la etapa t .

$P_{ncUnc,t}$: Parámetro que indica la potencia disponible de la unidad Unc en la etapa t .

$P_{excUnc,t}$: Variable que representa la potencia vertida de la unidad Unc en la etapa t .

La Rest1 es la misma que la Rest1 del numeral 4.1.1.

La Rest2 indica que la potencia vertida $P_{excUnc,t}$ y la potencia despachada $P_{ncrUnc,t}$ de una unidad Unc en la etapa t suman la potencia disponible $P_{ncUnc,t}$.

La Rest3 expresa a la potencia vertida $P_{excUnc,t}$, de la unidad Unc en la etapa t , como una proporción del vertimiento total de las unidades que conforman el conjunto $Group$ en la etapa t . Como se aprecia, el factor de proporción se calcula respecto a su potencia disponible $P_{ncUnc,t}$.

c) Principales resultados obtenidos de la simulación:

Como resumen, se muestra en la Tabla 2 los principales resultados de con respecto al costo Total Operativo y Vertimiento Total Acumulado para cada escenario:

Los resultados de la simulación son los siguientes:

Tabla 2. Principales resultados Obtenidos según Vertimiento Proporcional

VERTIMIENTO PROPORCIONAL	PDO 18/01/2023	PDO 13/02/2023	PDO 26/02/2023	PDO 30/04/2023	PDO 01/08/2024	PDO 01/08/2024 (Sensibilidad 1)	PDO 30/04/2024 (Sensibilidad 2)
Costo Total Operativo [miles USD]	1 935.61	1 404.46	1 367.10	1 688.91	2251.4	2272.57	2255.59
Vertimiento Total [MWh]	997.4	790.5	3 059.7	1 337.3	280.9	33.08	116.36

2.2.3 Alternativa 3 –Prelación para el Vertimiento

Esta alternativa propone distribuir el vertimiento en función a un orden de prioridad, encontrándose en primer nivel las centrales con Operación Comercial reciente y en el último nivel, aquellas con mayor antigüedad en su Operación Comercial.

Para la implementación de esta alternativa, es necesario realizar los siguientes cambios importantes en el modelo de despacho.

a) Ingreso de datos adicionales:

Se deben de definir los grupos de generadores que participarán de esta restricción como en la alternativa anterior. Asimismo, es necesario tener presente la fecha de Puesta en Operación Comercial de cada una de las centrales RER que forman

parte del grupo de centrales participantes en la restricción. En consecuencia, la unidad que recientemente haya obtenido la Operación Comercial verterá antes que aquellas con Operación Comercial más antigua.

b) Restricciones matemáticas en el modelamiento:

Para el modelamiento, se considera un grupo de centrales Unc de un conjunto $Group$ cada una con un orden de prelación $GNCPrior(Unc)$ que determina su orden de vertimiento. La unidad siguiente en orden de prelación verterá cuando la anterior a ella alcance 0 MW de potencia de despacho y no pueda reducir más.

Para modelar el estado de vertimiento de una unidad Unc en la etapa t se introduce una nueva variable binaria $\delta ver_{Unc,t}$. La variable toma el valor de 1 si la unidad Unc vierte en la etapa t , y el valor de 0 cuando no. Se consideran en el modelo de despacho las siguientes ecuaciones:

Restricciones:

$$\begin{aligned} \text{Rest1:} \quad & 0 \leq Pncr_{Unc,t} \leq Pnc_{Unc,t} && \forall Unc, \forall t \in T \\ \text{Rest2:} \quad & Pncr_{Unc,t} + Pexc_{Unc,t} = Pnc_{Unc,t} && \forall Unc \in Group, \forall t \in T \\ \text{Rest3:} \quad & \frac{Pexc_{Unc,t}}{Pnc_{Unc,t}} = \delta ver_{Unc,t} \left(1 - \frac{Pncr_{Unc,t}}{Pnc_{Unc,t}} \right) && \forall Unc \in Group, \forall t \in T \\ \text{Rest4:} \quad & \delta ver_{Unc',t} + \frac{Pncr_{Unc,t}}{Pnc_{Unc,t}} \leq 1, && \forall Unc \in Group : GNCPrior(Unc') = GNCPrior(Unc) + 1 \\ & && \forall t \in T \\ \text{Rest5:} \quad & \frac{Pncr_{Unc,t}}{Pnc_{Unc,t}} \leq \frac{Pncr_{Unc',t}}{Pnc_{Unc',t}} && \forall Unc \in Group : GNCPrior(Unc') > GNCPrior(Unc) \\ & && \forall t \in T \end{aligned}$$

Donde:

- $Pncr_{Unc,t}$: Variable que indica la potencia de despacho de la unidad Unc en la etapa t .
- $Pnc_{Unc,t}$: Parámetro que indica la potencia disponible de la unidad Unc en la etapa t .
- $Pexc_{Unc,t}$: Variable que representa la potencia vertida de la unidad Unc en la etapa t .
- $\delta ver_{Unc,t}$: Variable binaria que indica el estado de vertimiento de la unidad Unc en la etapa t .

La Rest1 es la misma que la Rest1 de la Alternativa 1.

La Rest2 es la misma que la Rest2 de la Alternativa 2.

La Rest3 expresa la relación de la potencia de exceso en por unidad respecto de la potencia disponible y el estado de vertimiento de la unidad RER.

La Rest4 vincula la potencia despachada en por unidad en la etapa t de una generadora Unc con prioridad $GNCPrior(Unc)$ y el estado de vertimiento

$\delta ver_{Unc',t}$ en la etapa t de una generadora Unc' con prioridad consecutiva $GNCPrior(Unc')$.

La Rest5 asegura que el despacho en por unidad de la unidad Unc' sea mayor a la unidad Unc , siempre que el orden de prelación sea $GNCPrior(Unc') > GNCPrior(Unc)$.

c) Principales resultados obtenidos de la simulación:

Como resumen, se muestra en la Tabla 3 los principales resultados de con respecto al costo Total Operativo y Vertimiento Total Acumulado para cada escenario:

Los resultados de la simulación son los siguientes:

Tabla 3. Resultados de Costo Total Operativo y Vertimiento Total producto de la simulación según Prolación para el vertimiento

PRELACIÓN PARA EL VERTIMIENTO	PDO 18/01/2023	PDO 13/02/2023	PDO 26/02/2023	PDO 30/04/2023	PDO 01/08/2024	PDO 01/08/2024 (Sensibilidad 1)	PDO 30/04/2024 (Sensibilidad 2)
Costo Total Operativo [miles USD]	1 933.22	1 402.16	1 367.70	1 675.24	2253.3	2273.1	2257.6
Vertimiento Total [MWh]	909.7	703.1	3 080.9	938.3	346.12	43.16	169.09

2.2.4 Comparación de Alternativas

En la Tabla 4 se resumen de forma cualitativa y cuantitativa los resultados obtenidos.

Tabla 4. Cuadro Comparativo de los Resultados de los Análisis Técnico, Económico y Legal

Ítem	Característica	Alternativas		
		1. Modelamiento Actual	2. Vertimiento Proporcional	3. Prolación para el Vertimiento
1	Técnicas:			
1.1	Tiempo de ejecución promedio (min)	6.5	5.1	4.9
1.2	Complejidad extra del modelo	Ninguna	Mediana	Alta
1.3	Ingreso de datos adicionales	Ninguno	Agrupamiento de RER en ámbito común	Agrupamiento de RER en ámbito común y fechas de ingreso de los proyectos RER
1.4	Nuevas variables binarias	Ninguna	Ninguna	Una variable adicional
1.5	Grado de automatización	Total	Parcial	Parcial
1.6	Necesidad Cambio Interfaz Usuario	No	Si	Si
1.7	Flexibilidad para reflejar cambios de topología*	Flexible	Poco Flexible	Poco Flexible
2	Económicas:			
2.1	Costo operativo total	Menos costoso	Mas costoso	Intermedio
2.2	Energía Vertida	Bajo	Alto	Medio
2.3	Costo Marginal Negativos	No genera	Si genera	Si genera
3	Legales:			
3.1	Cambios en PR-10 "Liquidación de la Valorización de las	No	Si	Si

Ítem	Característica	Alternativas		
		1. Modelamiento Actual	2. Vertimiento Proporcional	3. Prelación para el Vertimiento
	Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas"			
Nota: * Esta característica se refiere a la manipulación de la interfaz por parte del operador del modelo de optimización para crear los grupos de generadores RER en diferentes escenarios topológicos y de mantenimiento de la red de transmisión.				

2.3 Análisis de Impactos de las Alternativas Seleccionadas

En el numeral 2.1, sobre la Identificación del Problema, se podría dar el caso en que diferentes Generadores encuentren sus centrales de generación RER concentradas y limitadas por la capacidad del sistema de transmisión, para lo que será necesario reducir generación y, según el criterio que se propone adoptar, la operación del sistema seguirá siendo a mínimo costo, con la utilización eficiente de los recursos

2.4 Monitoreo y evaluación

Las tareas de monitoreo y evaluación serán las mismas que corresponden al PR-01 vigente y de todas las normas relacionadas a la alternativa seleccionada.

2.5 Propuesta de modificación del PR-01 y PR-09

Considerando los aspectos objeto de revisión, a los que se refiere los numerales 2.1 y 2.2 del presente informe, y la subsanación de observaciones (ver Anexo 1), corresponde modificar los numerales 7.12 y 8.2.6, y el numeral 4 del Anexo 2 del PR-01 de acuerdo con la siguiente redacción:

“7.12 Programa Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

Los programas pronósticos de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico o los pronósticos del propio COES, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”

“8.2.6 Programa Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

El PSO y PDO deben incluir los ~~programas pronósticos~~ de generación informados al COES por los Agentes del SEIN titulares de generación con RER o los pronósticos del propio COES, los cuales serán considerados con Costo Variable igual a cero de acuerdo a con lo dispuesto por la normativa

vigente, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”

Numeral 4 del Anexo 2

[...]

El modelo de optimización debe entregar como mínimo, los siguientes resultados para cada uno de los subperiodos de optimización considerados:

[...]

4.5 Vertimientos para cada uno de los embalses modelados, en caso corresponda.

4.6 Vertimientos Energéticos para cada una de las centrales de costo variable cero (0) modeladas. De presentarse esta condición y sólo en el caso de centrales que se conecten en un mismo Punto de Conexión a Red e inyecten su energía exclusivamente a través del mismo enlace que ha alcanzado su máxima capacidad, el Vertimiento Energético en dicho nodo, se distribuirá en función a la potencia nominal de las centrales conectadas en el Punto de Conexión a Red previamente identificado.

~~4.6-4.7~~ Racionamiento por Barra modelada.

~~4.7-4.8~~ Flujos de potencia por líneas de transmisión y transformadores modelados.

~~4.8-4.9~~ Operación de Unidades de Generación forzadas, así como los motivos de las mismas.

[...]”

La solución para abordar la gestión del vertimiento energético en centrales de generación de costo variable cero no se puede limitar solamente a la programación, ya que como es conocimiento, la resolución de los Programas de Operación es medio-horario (30 minutos), lo que da lugar a un vacío en cuanto a la distribución el excedente de generación en los periodos intermedios o en situaciones donde se produzcan desviaciones con respecto a la disponibilidad pronosticada del recurso energético. Por lo tanto, a fin de incorporar un método de aplicación en el tiempo real, resulta conveniente distribuir el Vertimiento Energético entre aquellas centrales que como resultado de la solución del problema de optimización hayan sido limitadas en sus inyecciones. En línea con mantener un criterio practico la solución de situaciones que se presenten en tiempo real, es que opta por distribuir el vertimiento energético en proporción a las potencias nominales, ya que estos valores son fijos en el tiempo y le permite al operador realizar los cálculos de manera inmediata.

Por lo tanto, se hace necesario realizar el siguiente cambio en el PR-09:

“7.1.4 El COES podrá adoptar medidas apartadas del PDO o del RDO cuando

- i) se presente una menor demanda a la prevista durante un periodo de sobreoferta hidráulica, disminuyéndose primero la generación de las centrales con costos variables de sólidos en suspensión y luego la generación del resto de Centrales Hidráulicas en forma proporcional a la suma de las Potencias Efectivas de sus Unidades de Generación disponibles.*

ii) se presente mayor disponibilidad (o menor) disponibilidad de generación RER en una zona en congestión, para lo cual disminuirá (o incrementará) la generación de las centrales que en el último PDO o RDO vigente tenían programado el Vertimiento energético, en forma proporcional a su Potencia Nominal, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”

Así también, es necesario incluir el término “Vertimiento energético” al GLOSARIO con la siguiente definición:

“**Vertimiento energético:** Escenario cuando las centrales de generación de costo variable cero (0) están impedidas de incrementar, por despacho económico, su inyección de generación al SEIN debido a falta de capacidad, por razones estructurales o temporales, en la red de transmisión. El Vertimiento Energético de una central corresponde a la cantidad de energía que dejó de generar en el escenario descrito.”

3. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del proyecto de la modificación del PR-01, PR-09 y del GLOSARIO, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía, conforme a lo siguiente:

1. Modificaciones del PR-01

El numeral 7.12 quedará redactado de la siguiente manera:

“7.12 Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

Los pronósticos de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico o los pronósticos del propio COES, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”

El numeral 8.2.6 quedará redactado de la siguiente manera:

“8.2.6 Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

El PSO y PDO deben incluir los pronósticos de generación informados al COES por los Agentes del SEIN titulares de generación con RER o los pronósticos del propio COES, los cuales serán considerados con Costo Variable igual a cero de acuerdo con lo dispuesto por la normativa vigente, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”

El numeral 4 del Anexo 2 quedará redactado de la siguiente manera:

[...]

El modelo de optimización debe entregar como mínimo, los siguientes resultados para cada uno de los subperiodos de optimización considerados:

[...]

4.5 *Vertimientos para cada uno de los embalses modelados, de presentarse.*

4.6 *Vertimientos Energéticos para cada una de las centrales de costo variable cero (0) modeladas. De presentarse esta condición y sólo en el caso de centrales que se conecten en un mismo Punto de Conexión a Red e inyecten su energía exclusivamente a través del mismo enlace que ha alcanzado su máxima capacidad, el Vertimiento energético en dicho nodo, se distribuirá en función a la potencia nominal de las centrales conectadas en el Punto de Conexión a Red previamente identificado.*

4.7 *Racionamiento por Barra modelada.*

4.8 *Flujos de potencia por líneas de transmisión y transformadores modelados.*

4.9 *Operación de Unidades de Generación forzadas, así como los motivos de las mismas.*

[...]"

2. Modificación del PR-09

El numeral 7.1.4 quedará redactado de la siguiente manera:

“7.1.4 El COES podrá adoptar medidas apartadas del PDO o del RDO cuando:

- i) se presente una menor demanda a la prevista durante un periodo de sobreoferta hidráulica, disminuyéndose primero la generación de las centrales con costos variables de sólidos en suspensión y luego la generación del resto de Centrales Hidráulicas en forma proporcional a la suma de las Potencias Efectivas de sus Unidades de Generación disponibles.*
- ii) se presente mayor disponibilidad (o menor) disponibilidad de generación RER en una zona en congestión, para lo cual disminuirá (o incrementará) la generación de las centrales que en el último PDO o RDO vigente tenían programado el Vertimiento energético, en forma proporcional a su Potencia Nominal, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N°1002.”*

3. Modificación del GLOSARIO

Se incorporará el término “Vertimiento Energético” al GLOSARIO con la siguiente redacción:

“Vertimiento energético: *Escenario cuando las centrales de generación de costo variable cero (0) están impedidas de incrementar, por despacho económico, su inyección de generación al SEIN debido a falta de capacidad, por razones estructurales o temporales, en la red de transmisión. El Vertimiento Energético de*

una central corresponde a la cantidad de energía que dejó de generar en el escenario descrito.”

Anexo 1

Análisis de la Subsanación de Observaciones a las Propuestas de Modificación del PR-01, PR-09 y GLOSARIO

I. Observaciones Generales

1.1 Observación 1

El COES deberá remitir un cuadro comparativo entre el PR-01 y PR-09 vigentes y la propuesta de modificación del PR-01 y PR-09. Asimismo, el COES deberá remitir adjunto el archivo en formato Word considerando las modificaciones del PR-01 y PR-09 (subrayado lo agregado y tachado lo eliminado de los PR-01 y PR-09 vigentes).

Subsanación del COES

El cuadro comparativo entre el PR-01 vigente y la propuesta de modificación del PR-01, se muestra en el Anexo 2A del INFORME COES/D/DO/SPR-IT-004-2024 adjunto a la carta COES/D-331-2024.

El cuadro comparativo entre el PR-09 vigente y la propuesta de modificación del PR-09, se muestra en el Anexo 2B del INFORME COES/D/DO/SPR-IT-004-2024 adjunto a la carta COES/D-331-2024.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que el COES cumplió con enviar un cuadro comparativo del PR-01, PR-09 y GLOSARIO vigente y propuesta de modificación. Por lo tanto, se concluye que el COES subsanó la observación realizada.

1.2 Observación 2

En la modificación del PR-01 no se señala el proceso a seguir para determinar la forma de agrupar las centrales que serán afectadas por los factores de proporcionalidad; en el informe COES/D/DO/SPR-IT-007-2023-V2 se menciona que “presente mayor (o menor) disponibilidad de generación de costo variable cero (0) durante una condición de Vertimiento energético, se disminuirá (o incrementará) la generación de las centrales de costo variable cero (0) inmersas en dicha condición, en forma proporcional a sus Potencias Nominales.”

En ese caso, se asume que se realizará un predespacho y se observará que centrales presentan vertimiento, pero se puede dar que dentro del despacho donde existan 4 centrales en una misma zona, solo una de ellas esté vertiendo y el resto despache a plena. Siguiendo lo señalado en la modificación, se entendería que solo a esa única central se le afectaría con una penalización.

En ese sentido, las modificaciones en los procedimientos deben señalar claramente los criterios a seguir para agrupar a las centrales a los cuales se les aplicará tal factor de proporcionalidad

Subsanación del COES

En el informe COES/D/DO/SPR-IT-007-2023-V2, cuando se propone el texto: “presente mayor (o menor) disponibilidad de generación de costo variable cero (0) durante una

condición de Vertimiento energético, se disminuirá (o incrementará) la generación de las centrales de costo variable cero (0) inmersas en dicha condición, en forma proporcional a sus Potencias Nominales” se hace dentro de la sección que corresponde a cambios necesarios en otros procedimientos (numeral 7) que, para el caso corresponde al PR-09.

En esta circunstancia, se debe tener en cuenta que esta nueva regla en el PR-09 se ejecutará como solución en tiempo real para las desviaciones que se presenten sobre un escenario preexistente como es el Programa Diario (PDO) o el Reprograma de Operación (RDO). Cabe señalar que en todo instante del día existe un “predespacho” como resultado del proceso de optimización. Los resultados del PDO o RDO tienen una resolución media horaria que establece los niveles de generación para cada una de las centrales, así como la magnitud de Vertimiento Energético para las centrales de costo variable cero, por lo que la condición de vertimiento de cada central la establece el despacho económico.

Por lo tanto, no es necesaria ninguna agrupación particular de las centrales porque la condición de vertimiento corresponderá a la condición que el modelo de optimización calcula para cada instante del día.

Tal como lo exponen en el ejemplo que presenta Osinerghmin, si en el PDO o RDO para un período del día específico, el modelo de optimización calcula que es conveniente afectar solo a una central, las desviaciones que se produzcan para incrementar o reducir la generación deberán de ejecutarse únicamente sobre esta misma central, ya que esta operación es consistente con la forma óptima de gestionar el Vertimiento según lo obtenido por el modelo de optimización.

Entonces, el factor de proporcionalidad se aplicará solo entre las centrales que hayan resultado afectadas por el vertimiento en el PDO o RDO, no requiriéndose de ninguna agrupación posterior

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación de COES. Sin perjuicio de lo mencionado, el COES para las funciones de programación y operación del SEIN, debe considerar lo dispuesto en el artículo 8 del Decreto Legislativo N° 1002 *“Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”* que refiere *“En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2 de este Decreto Legislativo”*. Por lo tanto, se concluye que el COES subsanó la observación realizada.

1.3 Observación 3

Así también, se asume que los costos operativos entre los casos evaluados varían originado por las pérdidas de las líneas y transformadores en las zonas involucradas en los análisis; sin embargo, en caso la agrupación sede para un grupo de centrales que compartan los mismos elementos (transformadores o líneas) hasta llegar al elemento congestionado, no debería haber variación en los costos operativos, dado que se entiende que al tener todas estas centrales costo cero, la función objetivo no debería verse afectada. Por tal motivo, en caso se proceda a agrupar las centrales que

comparten los mismos elementos hasta llegar al elemento congestionado, se requiere que se realice un sustento más detallado.

Subsanación del COES

La variación en los costos operativos no solo se deriva de las pérdidas asociadas a las líneas de transmisión y transformadores, sino también a la posibilidad de obtener combinaciones de generación que permiten incrementar el volumen de energía evacuado de la zona en congestión. Esto implica incrementar la generación de las centrales capaces de evacuar por los enlaces que aún tienen capacidad disponible, mientras se reduce la generación de aquellas cuya inyección está limitada por elementos que han alcanzado su máxima capacidad.

En el caso excepcional, en el que un grupo de centrales se agrupen compartiendo los equipos de transmisión e inyecten toda su energía a través de un elemento que ha alcanzado su máxima capacidad, es cierto que para la solución del problema de optimización la distribución de la generación entre las centrales agrupadas será inocua para la obtención del mínimo costo, por lo que será necesario agregar un proceso adicional en el que se defina cómo se distribuirá el Vertimiento Energético. Al respecto, una forma muy sencilla, práctica y equilibrada corresponde a repartir el vertimiento en forma proporcional a la capacidad nominal de las centrales que formen el grupo.

En ese sentido se propone el siguiente cambio en la propuesta de modificación del numeral 4 del Anexo 2 del PR-01:

“4.6 Vertimientos Energéticos para cada una de las centrales de costo variable cero (0) modeladas. De presentarse esta condición y sólo en el caso de centrales que se conecten en un mismo Punto de Conexión a Red e inyecten su energía exclusivamente a través del mismo enlace que ha alcanzado su máxima capacidad, el Vertimiento energético en dicho nodo, se distribuirá en función a la potencia nominal de las centrales conectadas en el Punto de Conexión a Red previamente identificado.”

Análisis de Osinermin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el numeral 4.6 del Anexo del PR-01 quedará redactado de la siguiente manera:

“4.6 Vertimientos Energéticos para cada una de las centrales de costo variable cero (0) modeladas. De presentarse esta condición y sólo en el caso de centrales que se conecten en un mismo Punto de Conexión a Red e inyecten su energía exclusivamente a través del mismo enlace que ha alcanzado su máxima capacidad, el Vertimiento Energético en dicho nodo, se distribuirá en función a la potencia nominal de las centrales conectadas en el Punto de Conexión a Red previamente identificado.”

II. Observaciones Específicas

2.1 Observación Específica 1

Propuesta de numeral 7.12 del PR-01

“7.12 Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

Los pronósticos de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico o los pronósticos suministrados al COES por proveedores especializados, previamente evaluado y publicado por el mismo COES).”

Subsanación del COES

Se entiende que la observación del Osinergrmin corresponde al texto agregado por lo que se explica los motivos por los cuales no resulta necesario dicha adición.

Evaluación de los pronósticos: Cualquier evaluación que se requiera hacer, deberá de realizarse posterior a la ejecución del día operativo, es decir, no se puede realizar una evaluación de los pronósticos previo a su uso ya que un pronóstico debe de ser contrastado con los valores reales de la producción de las centrales. Por lo tanto, no es factible incorporar este cambio en el numeral 7.12.

Publicación de Pronósticos: Con la emisión de los Programas Diarios de Operación y Reprogramas de Operación, se pone a disposición de los Agentes todos los archivos de entrada que han sido usados en los cálculos, siendo uno de ellos el pronóstico de generación de centrales que utilizan RER, por lo que no es necesario especificar la obligación de publicar los pronósticos nuevamente ya que estos forman parte de los archivos de ingreso al modelo de optimización.

Análisis de Osinergrmin

La Ley N° 28832, en su artículo 14 establece las funciones operativas del COES, entre ellas, *“Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución”*, en ese sentido corresponde a los Titulares de Generación RER remitir el mejor pronóstico de producción de sus centrales, incluyendo proveedores especializados. Ahora bien, respecto al COES si bien tiene opción de obtener información de proveedores especializados bajo sus propios criterios de conformidad de dicho pronóstico, sin embargo, no le exime de la responsabilidad de la Ley N° 28832, por lo tanto, se sugiere el siguiente texto:

“7.12 Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

Los pronósticos de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico o los propios pronósticos del COES.”

Considerando la modificación del numeral 7.12 del PR-01, corresponde modificar la propuesta de modificación del numeral 8.2.6 del PR-01 de acuerdo al siguiente texto:

“8.2.6 Pronóstico de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

El PSO y PDO deben incluir los pronósticos de generación informados al COES por los Agentes del SEIN titulares de generación con RER o los pronósticos del propio COES, los cuales serán considerados con Costo Variable igual a cero de acuerdo con lo dispuesto por la normativa vigente.”

2.2 Observación Específica 2

Propuesta del numeral 4.6 del Anexo 2 del PR-01

La propuesta del numeral 4.6 está referido a las centrales de costos variable igual a cero (0). Sin embargo, del informe de sustento solo se refiere a las centrales RER, por tanto, la propuesta no considera que las Centrales Hidroeléctricas tienen un costo variable igual cero

Por lo tanto, el COES corresponde analizar si en el proyecto de numeral 4.6 del Anexo 2 del PR-01 se utiliza el término “costo variable cero (0)” o Centrales RER a los que se refiere el DL 1002

Subsanación del COES

La problemática que intenta solucionar el cambio en el PR-01 es la forma de repartir el exceso de generación de las centrales cuyo costo variable es cero (0), ya que con estas centrales no es tan simple identificar su aporte al Costo de Operación del sistema. Además, la formulación del modelo de optimización es válido para cualquier central de generación que tenga ese costo variable, más allá de la norma que lo establezca.

Si bien es cierto, el informe en varias ocasiones hace referencia a las centrales de generación RER, es porque en la actualidad estas son las centrales que son representadas con costo variable cero (0) en el modelo de optimización. Es conveniente que la referencia en el PR-09 se mantenga al costo variable de la central, ya que de esta forma el procedimiento seguirá siendo vigente para cualquier cambio normativo que incluya más tecnologías con esta condición y no solo las que se especifican en el DL 1002.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES a la presente observación. Por lo tanto, se concluye que el COES subsanó la observación realizada.

2.3 Observación Específica 3

Propuesta del numeral 7.1.4 del PR-09

Se sugiere considerar la Observación Específica 2 del presente informe, sobre el término “Costo Variable cero” y el cálculo y determinación del Costo Variable se utiliza el PR-07

Subsanación del COES

El objetivo del uso del término “Costo Variable cero” se explica en la Observación Específica 2, por lo tanto, la propuesta de modificación del numeral 7.1.4 del PR-09 es consistente con la propuesta del PR-01 respecto de la manera como se representan los costos de ese grupo de centrales que tienen definido de manera administrativa un costo variable cero.

Por otro lado, estas propuestas de modificación no tienen implicancia sobre el PR-07, pues este es un tomador de información de los procedimientos de despacho, por lo tanto, no requiere ajuste alguno. Para mayor abundamiento, el PR-07 vigente establece:

“7.2 Costos de las Unidades de Generación.

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

Como se evidencia, el PR-07 utiliza las consideraciones definidas en el PR-01.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES a la presente observación. Por lo tanto, se concluye que el COES subsanó la observación realizada.

2.4 Observación Específica 4

Propuesta de Incorporación del Término “Vertimiento Energético” al GLOSARIO

Se debe considerar que una central puede estar conectada al SEIN y está por indisponibilidad parcial o total queda imposibilitado de evacuar toda su generación, por lo tanto, quedaría sin efecto las acciones cuando se realiza Vertimiento Energético

Subsanación del COES

En la definición de Vertimiento Energético se precisa que la causa por la que la central estaría impedida de incrementar su inyección de generación sería el despacho económico, por lo que una situación de indisponibilidad parcial o total de central queda exceptuada de la definición y de la posibilidad de ser calificada como Vertimiento Energético, por lo que las reglas para subir o bajar generación no serán válidas para esa central, porque no lo necesita.

Además, si una central se encuentra totalmente indisponible no será considerada en el proceso de optimización del modelo, ya que no existe forma de que la variación de esta central, aporte a la reducción del costo de operación por estar limitada a una potencia cero (0).

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES a la presente observación. Por lo tanto, se concluye que el COES subsanó la observación realizada.